

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

Rapport mensuel, Fin novembre 2022





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

I- Bilan et Economie d'Energie

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

II- Hydrocarbures

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

III- Electricité et Energies Renouvelables

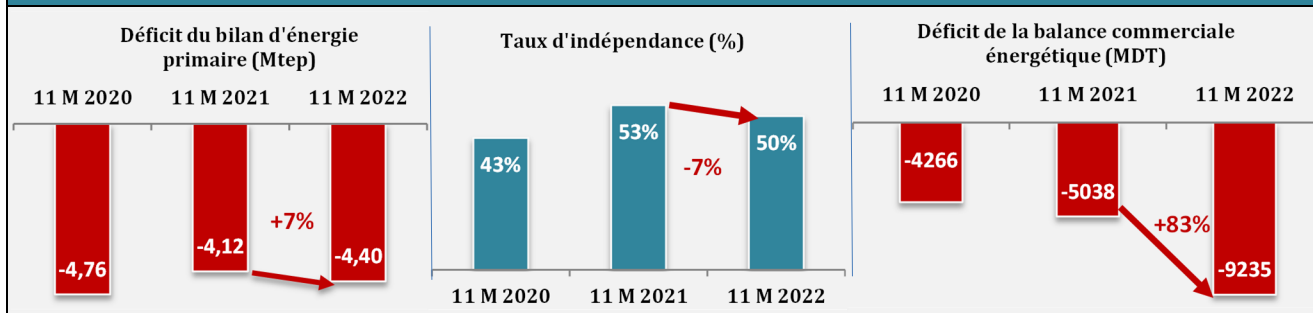
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



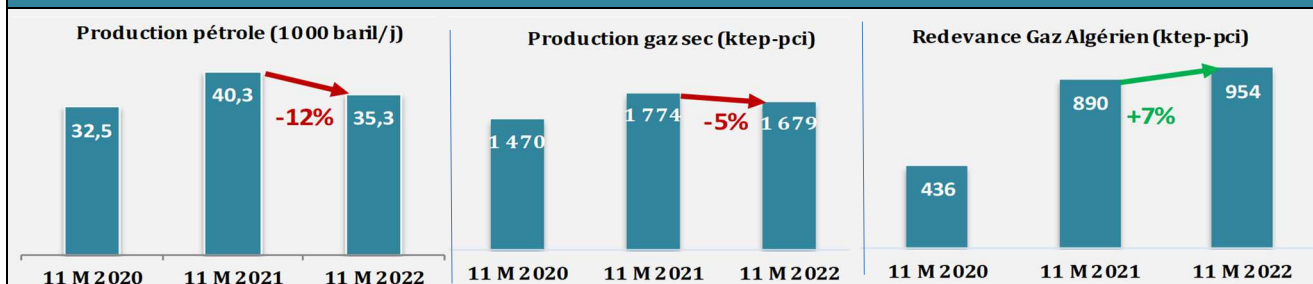
Date de la publication : 13/01/2023

Faits marquants des onze premiers mois de 2022

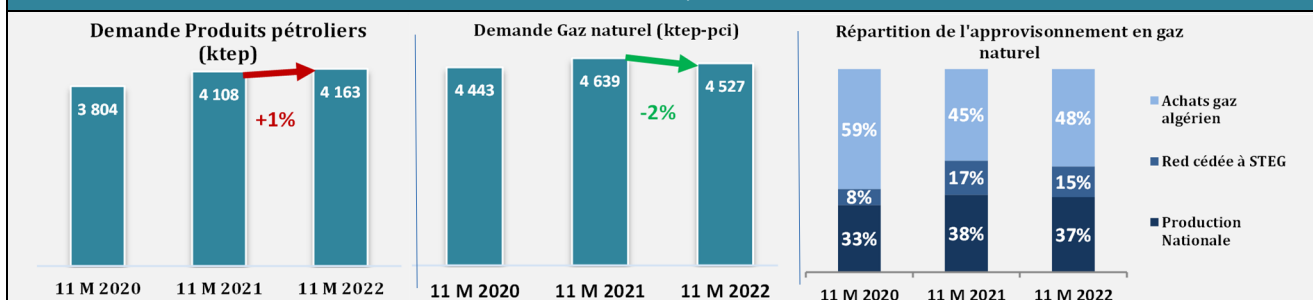
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



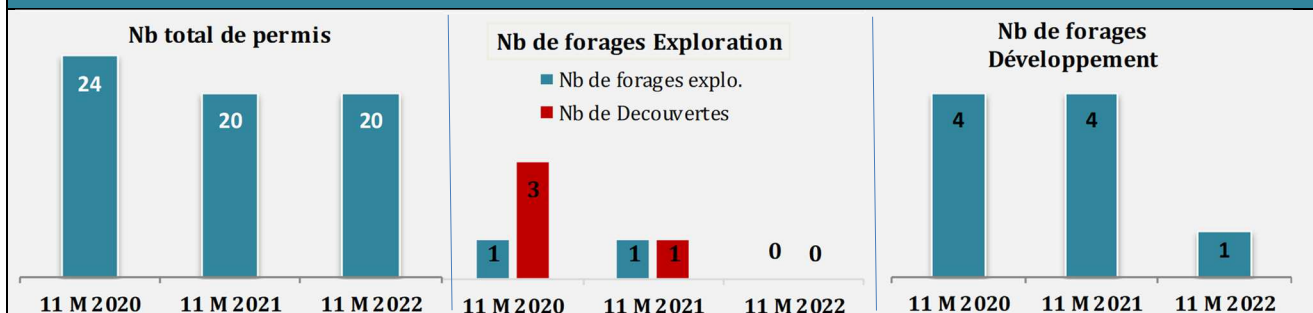
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



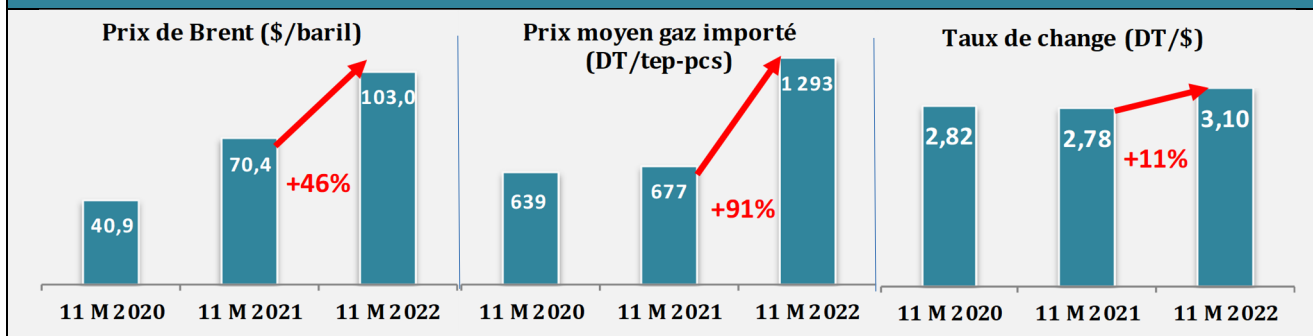
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2021	A fin novembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	5100	7294	4658	4319	-7%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1973	3516	1812	1554	-14%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	176,9	147	103	-30%	-4%
Gaz naturel	2925	3586	2664	2633	-1%	-3%
Production	1946	2525	1774	1679	-5%	-3%
Redevance	978	1061	890	954	7%	-1%
Elec primaire	40	15	36	29	-19%	6%
DEMANDE	9680	7604	8783	8718	-0,7%	1%
Produits pétroliers	4534	3600	4108	4163	1%	1%
Gaz naturel	5106	3989	4639	4527	-2%	1%
Elec primaire	40	15	36	29	-19%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4581	-310	-4125	-4399		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5559	-1371	-5015	-5353		

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

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

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

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

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

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

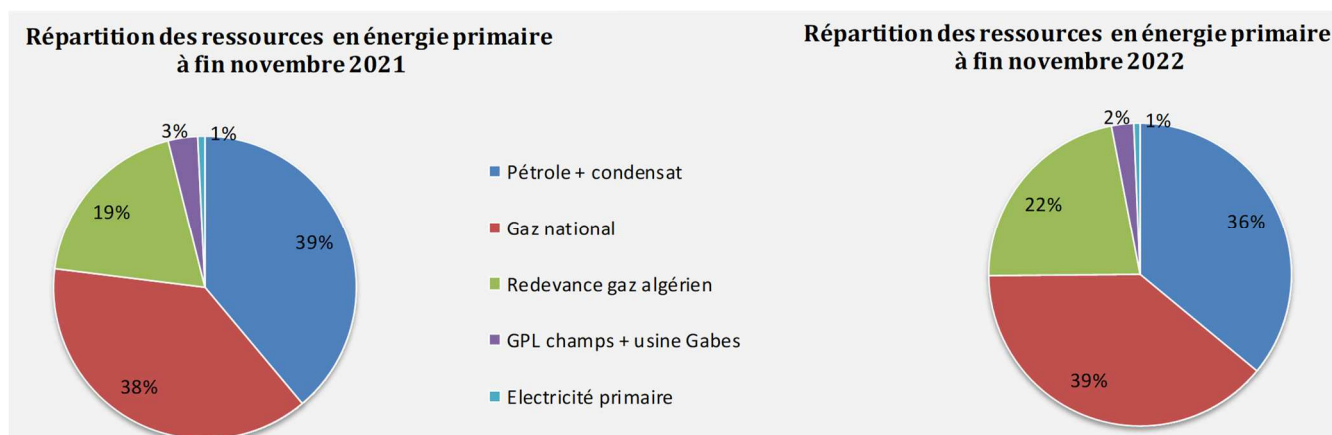
(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **4.3 Mtep** à fin novembre **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **7%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut.

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

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

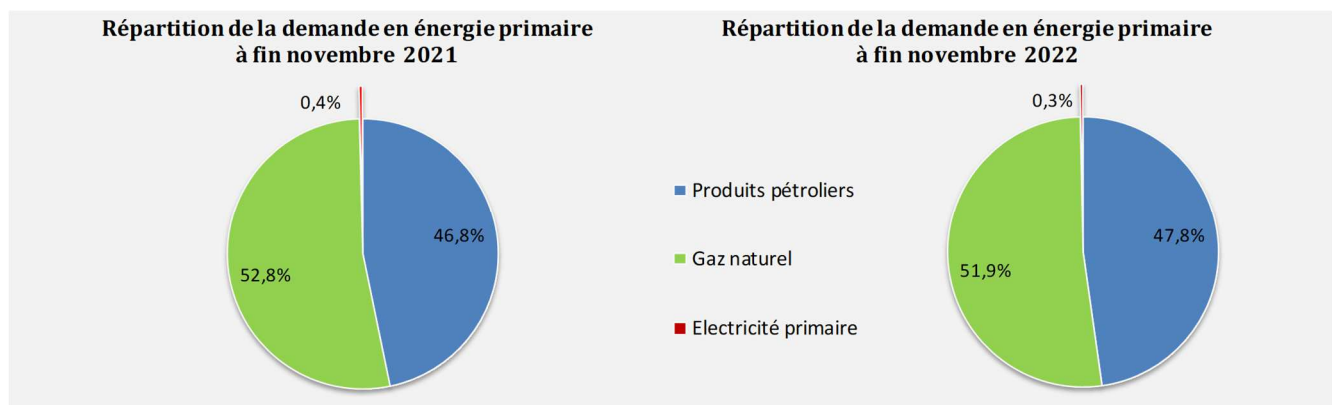
A signaler la hausse de **la redevance sur le transit du gaz algérien** de **7%** à fin novembre **2022** par rapport à la même période de **2021**.



La demande d'énergie primaire a légèrement diminué entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022** de **0.7%** : la demande du gaz naturel a diminué de **2%** par rapport l'année dernière alors que celle des produits pétroliers a légèrement augmenté de **1%** .

A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **2%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien aux achats contractuels**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **46.8%** à fin novembre **2021** à **47.8%** à fin novembre **2022**. Le gaz naturel a légèrement regagné de **53 %** à fin novembre **2021** à **52%** à fin novembre **2022**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2022**, **un déficit de 4.4 Mtep** contre un déficit enregistré à fin novembre **2021** de **4.1 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **50%** à fin novembre **2022** contre **53%** à fin novembre **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** à fin novembre **2022** contre **43%** à fin novembre **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **7%** à fin novembre **2022** par rapport à fin novembre **2021**, cette hausse est dûe essentiellement à la baisse de la production des hydrocarbures, la demande d'énergie primaire a peu évolué.



Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin novembre			A fin novembre			A fin novembre		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				2172	1870	-14%	3014	4445	47%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1306	958	-27%	1337	976	-27%	1841	2301	25%
ETAP	661	653	-1%	675	664	-2%	948	1403	48%
PARTENAIRES ⁽⁹⁾	646	306	-53%	662	312	-53%	893	897	1%
GPL Champs	47	38	-20%	52	42	-20%	79	80	2%
ETAP	26	24	-9%	29	26	-9%	44,0	50	14%
PARTENAIRES ⁽⁹⁾	21	14	-33%	23	15	-33%	34,9	30	-13%
PRODUITS PETROLIERS	671	576	-14%	674	579	-14%	1014	1293	27%
Fuel oil (BTS)	442	371	-16%	433	363	-16%	605	832	37%
Virgin naphta	228	205	-10%	241	216	-10%	409	461	13%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁷⁾				109	273	149%	80	771	-
IMPORTATIONS				7346	7048	-4,1%	8052	13680	70%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	1128	870	-23%	1153	893	-23%	1805	2271	26%
PRODUITS PETROLIERS	3270	3046	-7%	3209	3022	-6%	4671	8280	77%
GPL	431	478	11%	476	529	11%	786	1248	59%
Gasoil ordinaire	950	742	-22%	976	762	-22%	1514	2623	73%
Gasoil S.S. ⁽⁴⁾	344	308	-11%	353	316	-11%	594	1038	75%
Jet	119	208	74%	124	215	74%	207	746	261%
Essence Sans Pb	558	583	5%	583	609	5%	1079	1953	81%
Fuel oil (HTS)	168	170	1%	164	166	1%	184	271	48%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	700	558	-20%	534	425	-20%	307	400	30%
GAZ NATUREL				2984	3132	5%	1575	3129	99%
Redevance totale ⁽²⁾				890	954	7%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2093	2178	4%	1575	3129	99%

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

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

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour 2022

(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

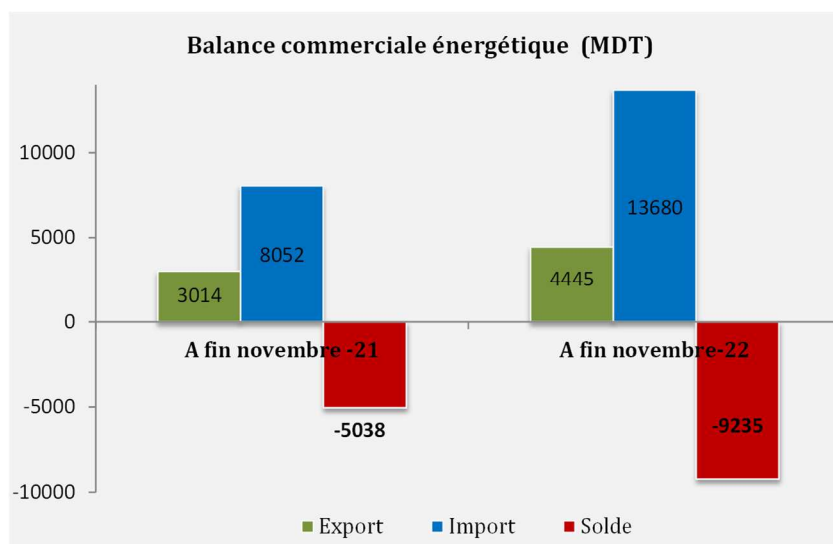
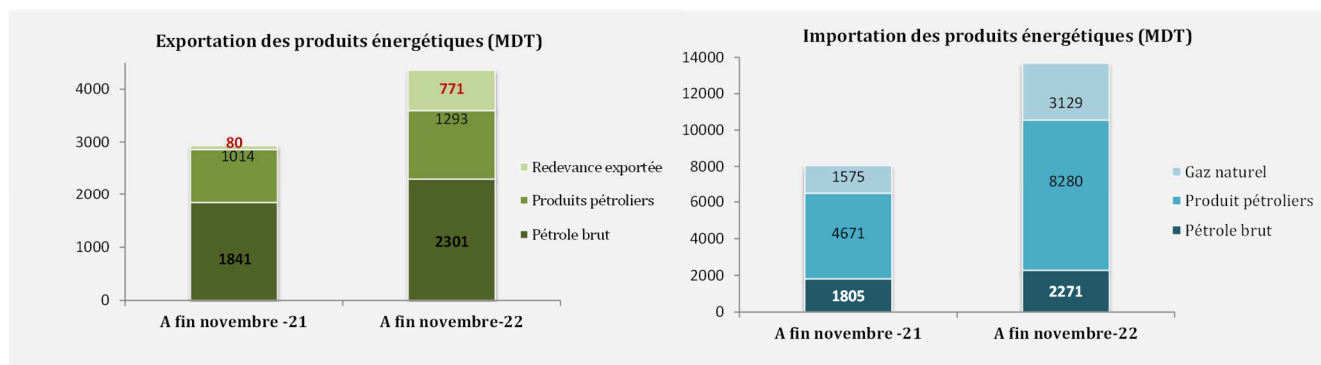
(7) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3, en cours de régularisation

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

(9) exportations partenaires indisponibles pour octobre et novembre 2022

(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

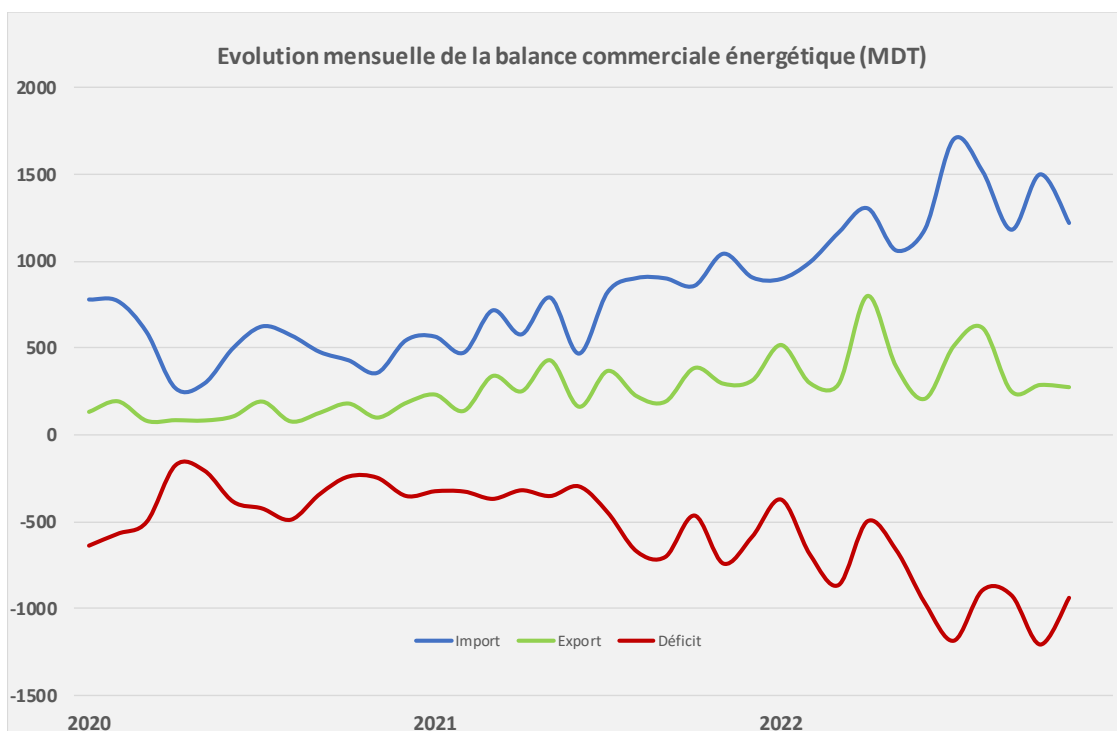
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **47%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **70%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **5038 MDT** à fin novembre **2021** à **9235 MDT** à fin novembre **2022**, soit une augmentation de **83%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



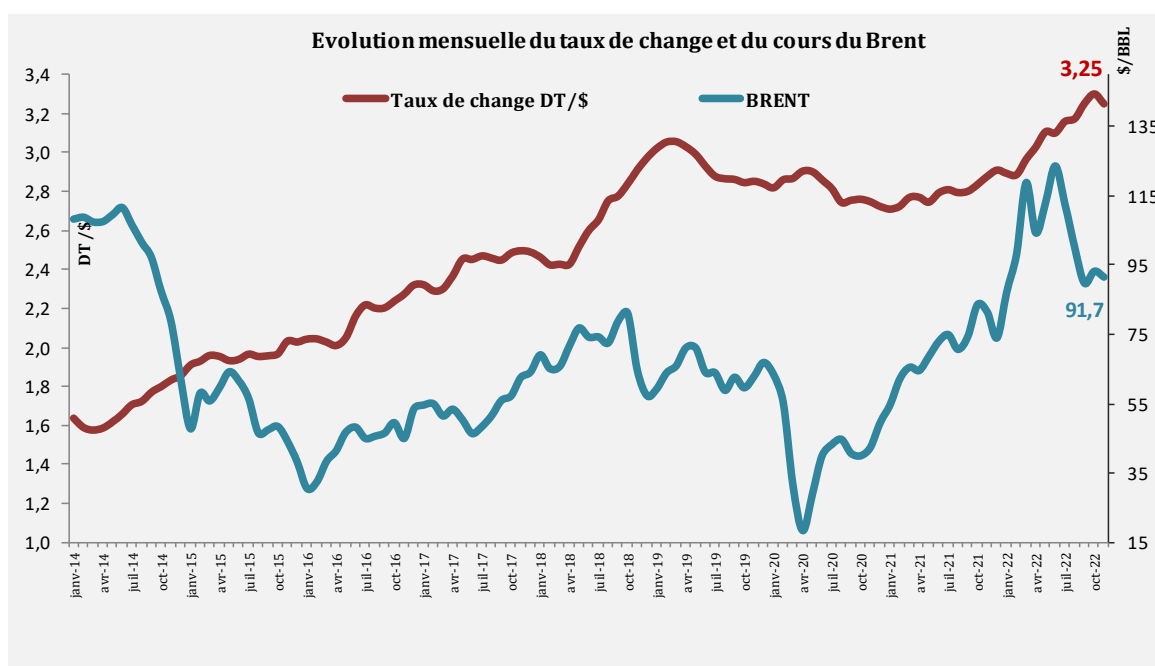
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(--)**, le cours du Brent a nettement augmenté **(---)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale a enregistré une quasi stabilité à fin novembre **2022** par rapport à fin novembre **2021**.

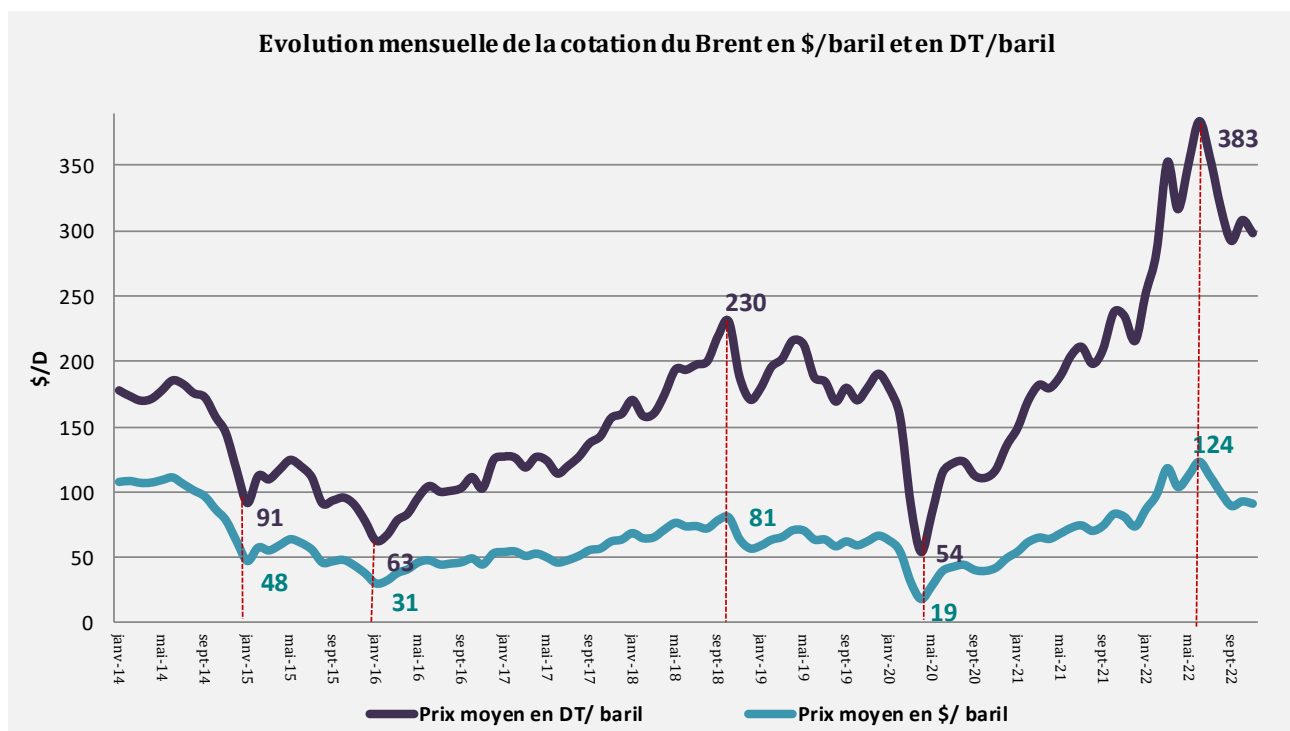
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours des onze premiers mois de **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **33\$/bbl** : **103 \$/bbl** à fin novembre **2022** contre **70\$/bbl** à fin novembre **2021**. La cotation mensuelle du mois de novembre **2022** s'est située à **91.7\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **10 \$/bbl** par rapport à novembre **2021** et une baisse de **1.7\$/bbl** par rapport au mois d'octobre **2022**.

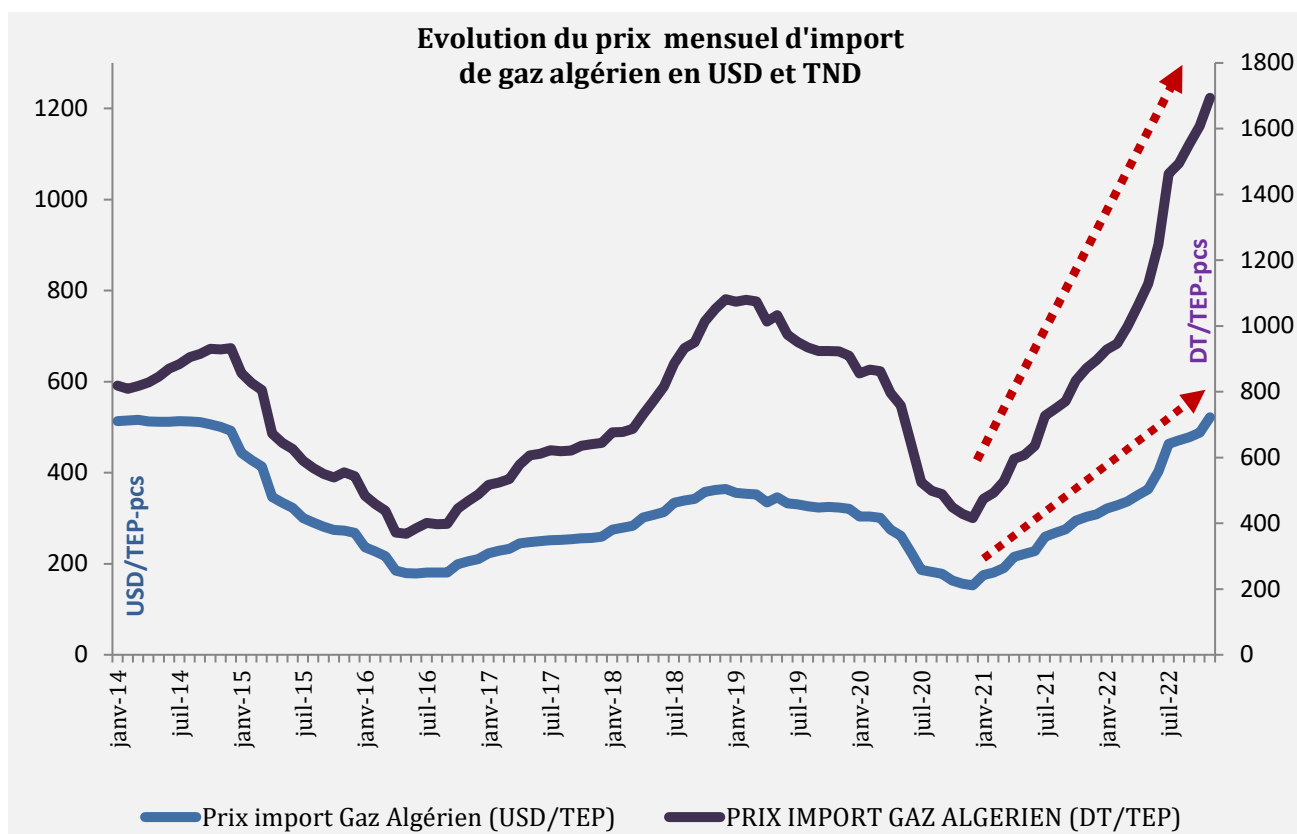


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré, une dépréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (---) Entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **46%** : **70.4\$/bbl** contre **103 \$/bbl**.
- (--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **11%** entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022**, 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 **91%** en DT et de **71%** en \$ entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022**.



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** et ça a continué depuis.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **77%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **27%**. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **1342 kt** à fin novembre **2022** (dont **31%** brut local) contre **1472 kt** à fin novembre **2021** (dont **21%** brut local).

(-) Hausse des achats du gaz algérien de **4%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

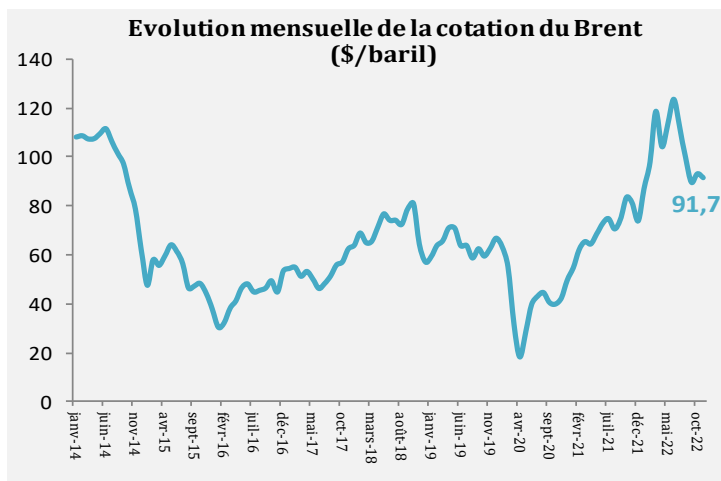
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **14%** .

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

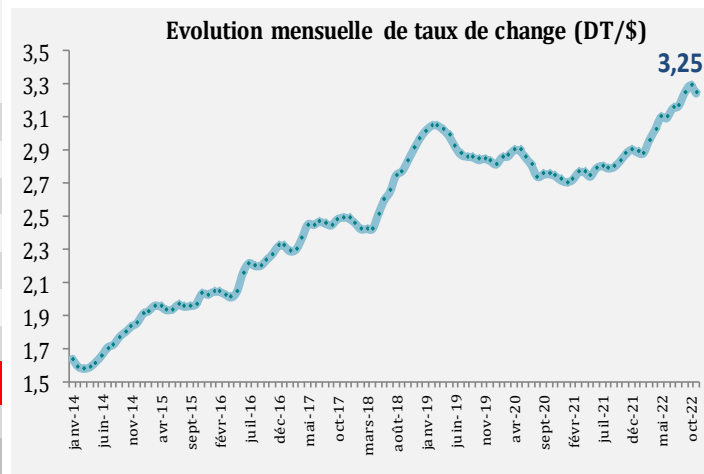
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8	113,3	65%
Juin	40,07	73,0	123,7	69%
Juillet	43,4	75,0	112,7	50%
Aout	44,8	70,8	99,99	41%
Septembre	40,8	74,6	89,9	21%
Octobre	40,2	83,7	93,3	12%
Novembre	42,7	81,4	91,7	13%
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel moyen	41,7	70,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	2,82	2,71	2,89	7%
Février	2,86	2,72	2,89	6%
Mars	2,87	2,77	2,96	7%
Avril	2,90	2,77	3,03	9%
Mai	2,90	2,74	3,11	13%
Juin	2,86	2,79	3,10	11%
Juillet	2,81	2,81	3,16	12%
Aout	2,74	2,79	3,17	14%
Septembre	2,75	2,80	3,25	16%
Octobre	2,76	2,84	3,30	16%
Novembre	2,75	2,88	3,25	13%
Décembre	2,72	2,91		
Taux annuel moyen	2,81	2,79		



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

Pétrole Brut (1)	A fin novembre 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	346	112
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	285	93

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin novembre 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2584	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire ⁽⁵⁾	Millimes/litre	2982	1464	345	176	1985
Gasol S.S. ⁽⁵⁾	Millimes/litre	2847	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1596	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2611	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	33,95	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

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

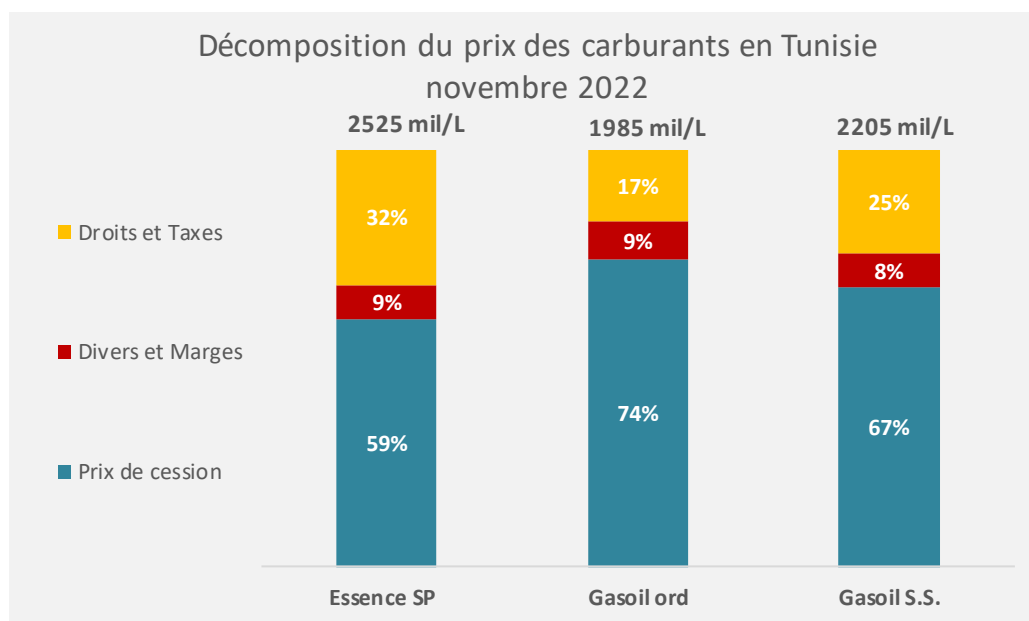
TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(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

(5) des éclaircissements concernant le prix d'import dans l'encadré ci-dessous

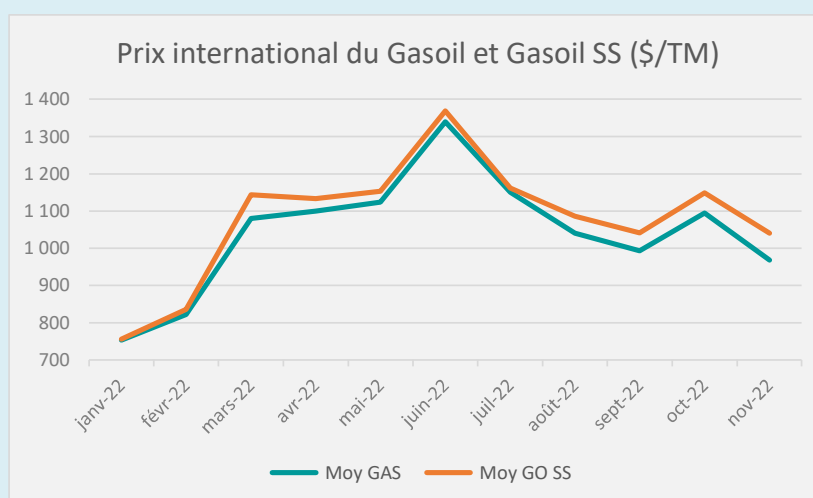


Eclaircissements concernant les couts à l'importation du Gasoil ordinaire et du Gasoil Sans Soufre

Les prix d'importation des produits pétroliers du tableaux 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période des 10 mois. A noter que les quantités importées des deux types de Gasoil étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national. Le cours mondial du Gasoil Sans Soufre a toujours été supérieur au cours du Gasoil ordinaire, comme indiqué sur le tableau et le graphique suivants :

En USD/TM

Mois	Gasoil	Gasoil SS	Différence
Janvier	752,913	756,200	-3,288
Février	822,325	835,863	-13,537
Mars	1079,326	1143,446	-64,120
Avril	1100,263	1132,711	-32,448
Mai	1123,655	1152,464	-28,810
Juin	1339,313	1368,975	-29,662
Juillet	1150,488	1161,440	-10,952
Août	1040,489	1085,920	-45,431
Septembre	993,548	1041,393	-47,845
Octobre	1 094,690	1 149,143	-54,453
Novembre	968,523	1 040,284	-71,761



Le coût d'importation étant indexé sur le prix du marché international, le coût d'achat mensuel du Gasoil est toujours inférieur au coût d'importation du Gasoil Sans Soufre pour chaque mois considéré, par contre, le prix moyen pondéré sur la période peut être supérieur du fait de la variation des quantités importée au fil des mois.

5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		
	Année 2021	Fin novembre 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1293
	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	616,0	609,1
Coût de revient moyen	723,2	801,9
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-107,2	-192,8

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

(2) provisoire

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		
	Année 2020	Année 2021
Prix de vente Moyen		
Prix de vente Global (hors taxe)	248,6	244,8
Coût de revient moyen	267,0	305,0
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-18,4	-60,2

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

(2) provisoire

II. Hydrocarbures



Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2021	A fin novembre		Var (%)
	2021	2021	2022	
El borma	221	203	186	-9%
Ashtart	212	193	195	1%
Hasdrubal	97	87	75	-13%
Adam	123	111	86	-22%
M.L.D	82	75	66	-12%
El Hajeb/Guebiba	134	122	111	-9%
Cherouq	76	70	54	-23%
Miskar	64	59	58	-1%
Cercina	69	63	54	-14%
Barka	71	68	25	-63%
Franig/Bag/Tarfa	43	39	43	12%
Ouedzar	56	51	42	-18%
Gherib	39	32	61	94%
Nawara	77	62	63	2%
Halk el Manzel	274	274	93	-66%
Autres	277	250	305	22%
TOTAL pétrole (kt)	1 917	1 759	1 519	-14%
TOTAL pétrole (ktep)	1 958	1 796	1 553	-14%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 932	1 774	1 520	-14%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 973	1 812	1 554	-14%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	148	134	94	-30%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	147	103	-30%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 079	1 908	1 614	-15%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 135	1 959	1 657	-15%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1519 kt** à fin novembre **2022** enregistrant ainsi une baisse de **14%** par rapport à fin novembre **2021**. Cette baisse a touché la plupart des

principaux champs à savoir Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en **2021 (-66%)**, Baraka **(-63%)**, Adam **(-22%)**, El borma **(-9%)**, Cherouq **(-23%)**, Hasdrubal **(-13%)**, El Hajeb/Guebiba **(-9%)**, M.L.D **(-12%)** et Cercina **(-14%)**.

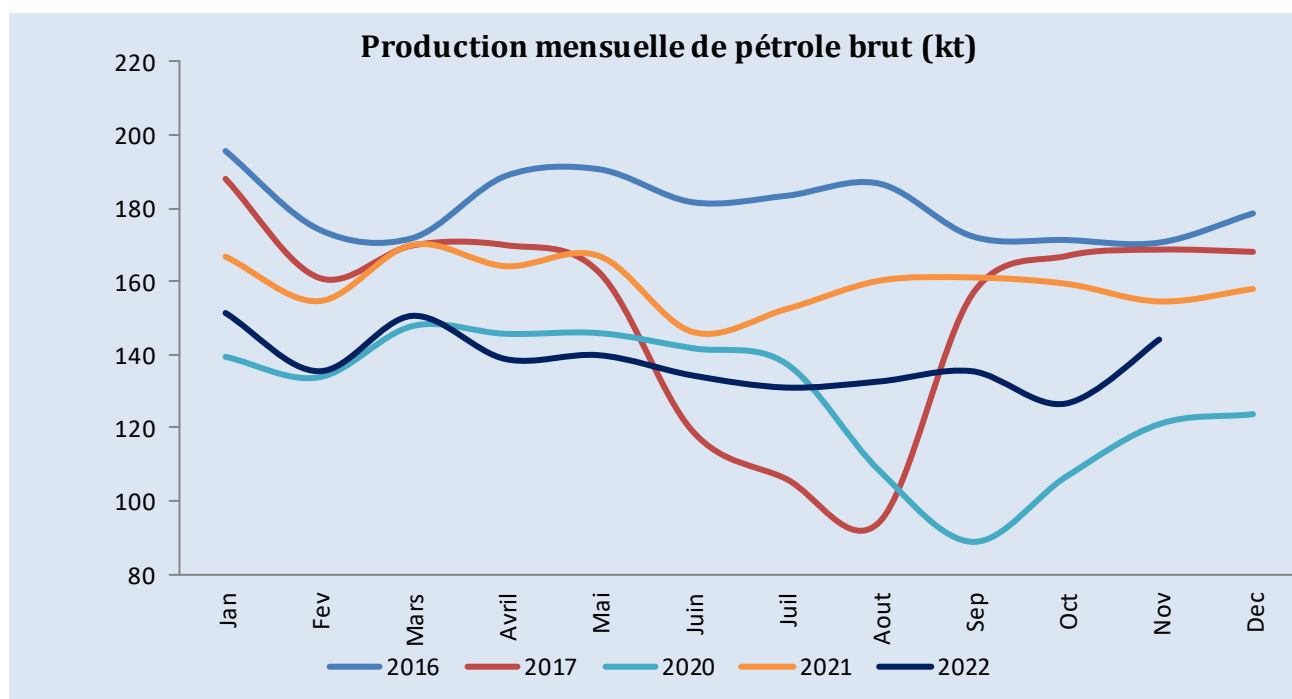
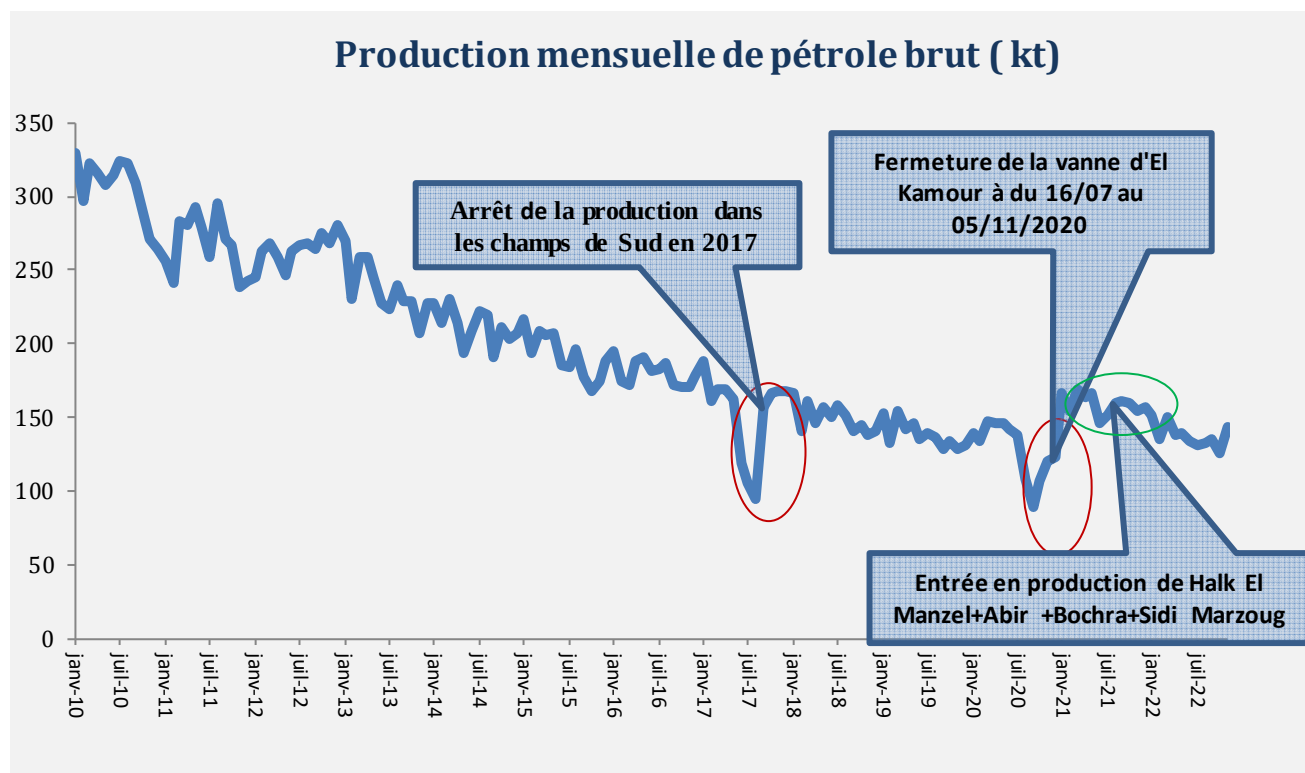
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib **(+94%)**, Franig/Bag/Tarfa **(+12%)**, Ashtart **(+1%)** et Nawara **(+2%)**.

Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal** : Arrêt total de la production du 06 au 09-11-2022. Arrêt total de la production du 20-02-22 au 4-03-22.
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : Problèmes techniques majeurs qui ont causé la chute de la production de 64%, stabilisation en cours. Reprise de la production à partir du puits Helm#7 Le 12-06-2022 après un Workover depuis le 28-05-2022, Helm#5 fermé depuis le 19-09-2022. Le puits HELM5 est de nouveau fermé le 11-11-2022.
- **Concessions d'ENI**: Fin de la grève du personnel d'ENI le 21-06-2022.
- **Concession Robbana**: Reprise de la production le 04-06-2022. Arrêt de production le 08-11-2022
- **Usine GPL de Gabès** : reprise de la production durant le mois d'août **2022** suite à l'arrêt depuis le 10 septembre 2021, il s'agit d'un arrêt réglementaire pour entretien triennal,
- **Concessions Ghrib et Sidi Marzoug**: Reprise de la production le 28-08-2022 après un blocage du site de production par les manifestants de 18 jours (29-07 au 16-08)
- **Concessions Mazrane** : Fin du WORK OVER le 07-08-2022. Reprise de la Production le 23-11-2022
- **Concession Beni Khalled**: Reprise de la production le 03-10-2022, après un arrêt de 11 jours, pour la remontée de pression
- **Concessions TPS**: Reprise de la production le 25-10-2022, après une grève de 05 jours, du 21 au 25-10-2022
- **Concession Nawara** : Reprise de la production du puits Ritma#1 le 08-11-2022 après un WORK OVER et augmentation de la production de Nawara à 1.8 MMSCm.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.3** mille barils/j à fin novembre **2021** à **35.3** mille barils/j à fin novembre **2022**.

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



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin novembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 925	3 586	2 664	2 633	-1%	-3%
Production nationale	1 946	2 525	1 774	1 679	-5%	-3%
<i>Miskar</i>	474	1 245	433	420	-3%	-9%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	286	308	257	250	-3%	-2%
<i>Gaz Chergui</i>	160	222	148	119	-20%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	242	413	219	182	-17%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	61	36	59	25	-58%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug⁽²⁾</i>	129	302	113	192	70%	-4%
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	593	0	544	492	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	1 061	890	954	7%	-1%
Achats	2 295	862	2 093	2 178	4%	8%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 250	3 984	2 960	2 926	-1%	-3%
Production nationale	2162	2806	1971	1866	-5%	-3%
<i>Miskar</i>	527	1383	481	467	-3%	-9%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	317	342	285	278	-3%	-2%
<i>Gaz Chergui</i>	178	247	165	132	-20%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	269	459	244	202	-17%	-7%
<i>Maamoura et Baraka</i>	68	40	66	28	-58%	-3%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	144	335	126	213	70%	-4%
<i>Nawara(4)</i>	659	0	604	546	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1087	1178	989	1060	7%	-1%
Achats	2 550	957	2 326	2 420	4%	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

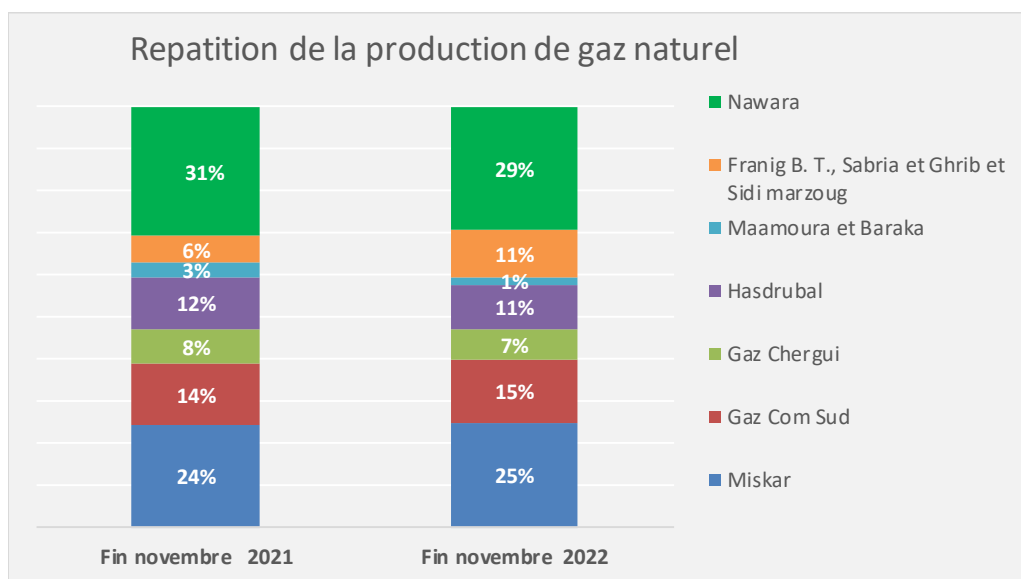
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3 et qui est régularisé par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2633** ktep, à fin novembre 2022, enregistrant ainsi une légère baisse de **1%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **5%** contre une hausse de la redevance sur le passage du gaz algérien de **7%**.

Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz à fin novembre 2021 et à fin novembre 2022.

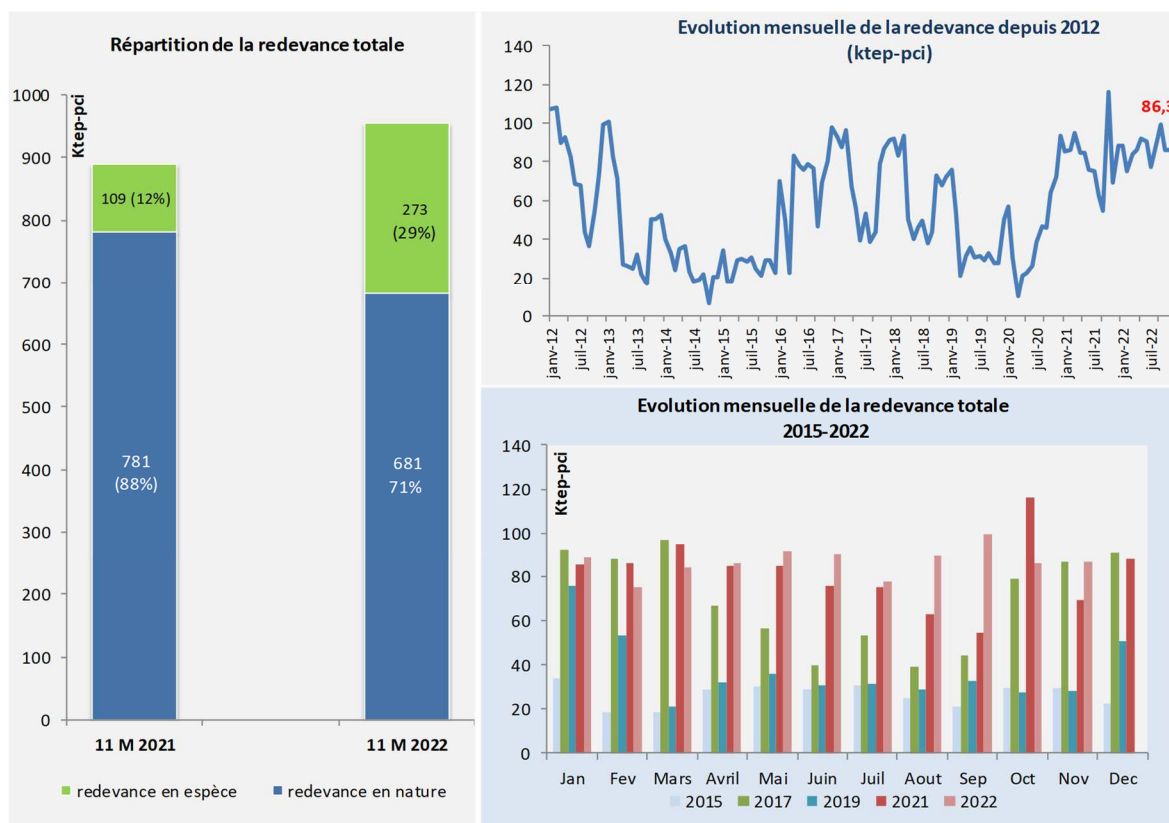


Il convient de noter :

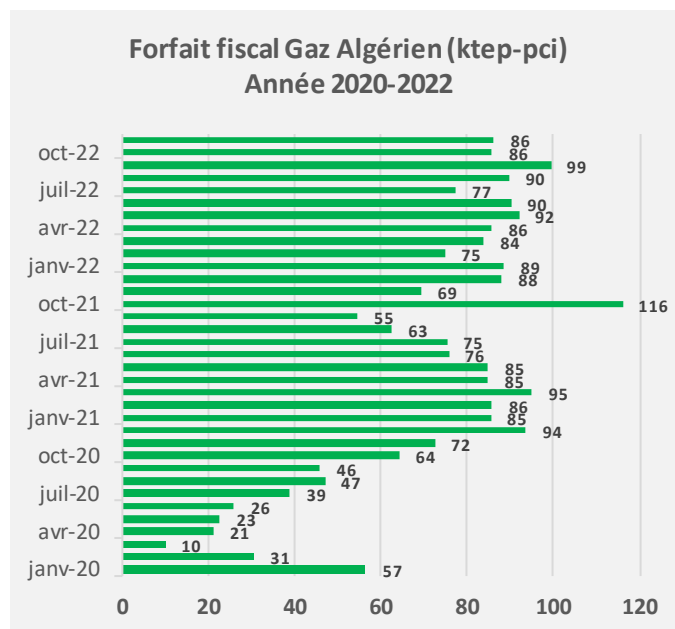
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **17%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22 et du 06/11/22 au 09/11/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **3%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **3%**. Fin de validité de la concession le **8 juin 2022 (100% Shell)**, exploitation par l'ETAP à partir du **9 juin 2022**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **58%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**7%**) à fin novembre **2022** par rapport à fin novembre **2021**.

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 (**71%**) bien qu'en terme de quantité et de part, une baisse a été observée entre les **2** périodes en faveur de la réexportation.

Durant le mois du juin **2022**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré. La régularisation est effectuée par déduction de la redevance réexportée.



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 contenue durant les années **2021** et **2022**.

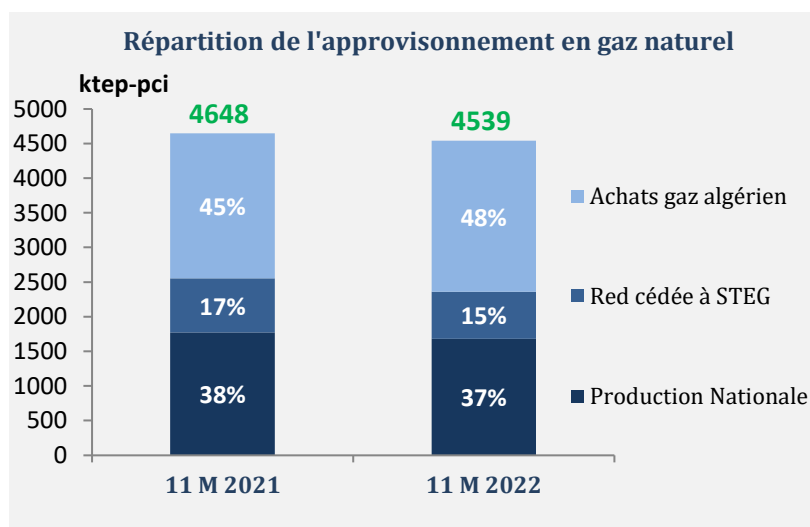


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **4%**, entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022**, pour se situer à **2178 ktep** et ceci à cause de la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une légère baisse de **2%** entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022** pour se situer à **4539 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, dans l'approvisionnement national en gaz, de **38%** à **37%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **17%** à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **45%** à **48%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin novembre			Remarques
	2021 (a)	2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	27	40	48%	
Essence Sans Pb	70	105	50%	
Petrole Lampant	17	12	-28%	
Gasoil ordinaire	614	558	-9%	
Fuel oil BTS	481	405	-16%	
Virgin Naphta	256	211	-18%	
White Spirit	8	5	-30%	
Total production STIR	1472	1336	-9%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-10%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	18%	17%	-3%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	334	329	-1%	
Jours de fonctionnement du Platforming	187	300	60%	

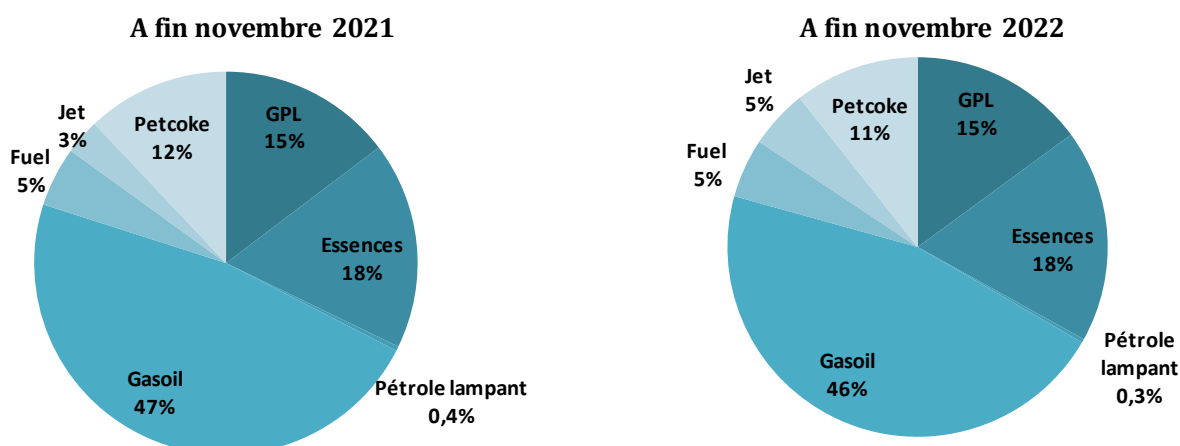
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin novembre			Var (%)	TCAM(%)
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	475,1	601	620	3%	2%
Essences	787	458,0	718	752	5%	4%
Essence Super	0	2,1	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	455,9	706	738	5%	4%
Essence premium	14	0	13	14	10%	-
Pétrole lampant	17,6	57,5	14,6	13	-14%	-12%
Gasoil	2125	1745,0	1943	1904	-2%	1%
Gasoil ordinaire	1713	1633,8	1570	1476	-6%	-1%
Gasoil SS	405	111,2	366	421	15%	12%
Gasoil premium	7	0	6	6	8%	-
Fuel	233	335,4	207	209	1%	-4%
STEG & STIR	31	5,5	29	25	-16%	13%
Hors (STEG & STIR)	202	329,9	178	185	4%	-5%
Fuel gaz(STIR)	11	2,2	9	18	101%	19%
Jet	134	238,9	123	208	70%	-1%
Coke de pétrole	546	299,7	493	439	-11%	3%
Total	4534	3612	4108	4163	1%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4492	3604	4070	4120	1%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022**, une légère hausse de **1%** pour se situer à **4163** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement en **2021** pour contenir la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **5%**, du jet de **70%** et du GPL de **3%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une baisse de **11%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **3%** à **5%** et le Petcoke qui est passée de **12%** à **11%**.

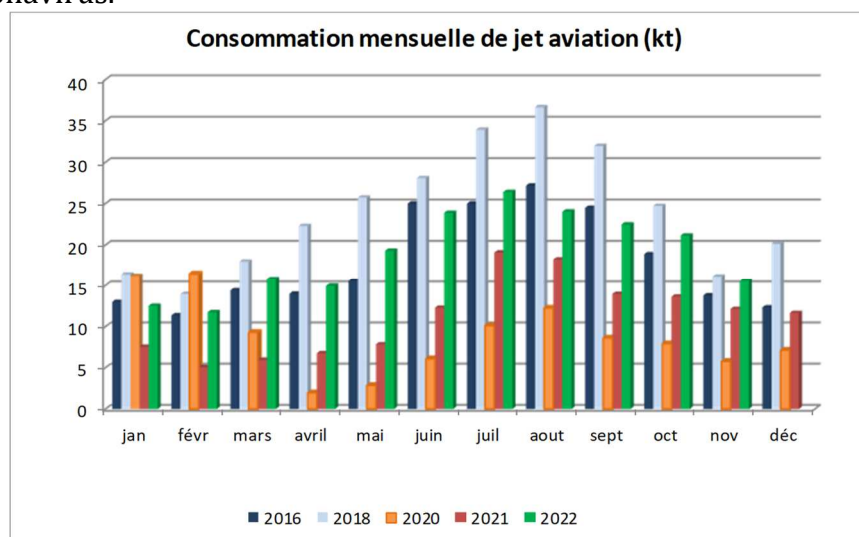


La consommation de carburants routiers a enregistré entre les onze premiers mois de **2021** et les onze premiers mois de **2022**, une quasi stabilité. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **3%** entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022** .

La consommation de coke de pétrole a diminué de **11%** entre à fin novembre **2021** et à fin novembre **2022** (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 **70%** à fin novembre **2022** 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.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2021	A fin novembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 106	4 043	4 639	4 527	-2%	1%
Production d'électricité	3 762	2 994	3 469	3 213	-7%	1%
Hors prod élec	1 344	1 049	1 170	1 314	12%	2%
Haute pression	301	349	259	378	46%	1%
Moy&Basse pression	1 043	700	911	936	3%	2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 673	4 492	5 155	5 030	-2%	1%
Production d'électricité	4 180	3 326	3 855	3 570	-7%	1%
Hors prod élec	1 493	1 166	1 300	1 460	12%	2%
Haute pression	334	388	288	419	46%	1%
Moy&Basse pression	1 159	778	1 012	1 040	3%	2%

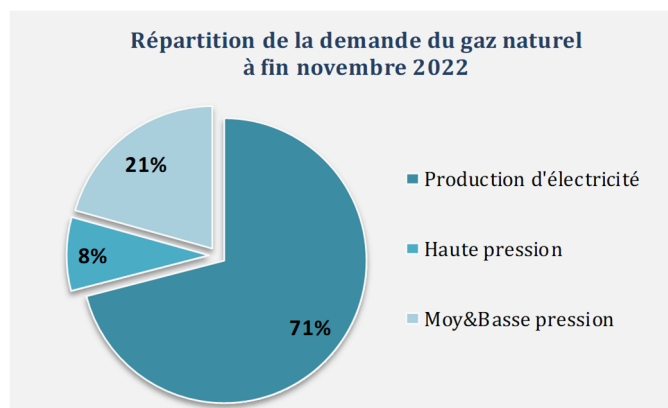
La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **2%** entre fin novembre **2021** et fin novembre **2022** pour se situer à **4527 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **7%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **12%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**71%** de la demande totale à fin novembre **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**. **La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.**

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **12%** pour se situer à **1314 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **3%** et celle des clients haute pression a augmenté de **46%**.

Cette forte augmentation au niveau des clients HP est due essentiellement à la substitution partielle du petcoke par le gaz naturel chez certaines cimenteries.

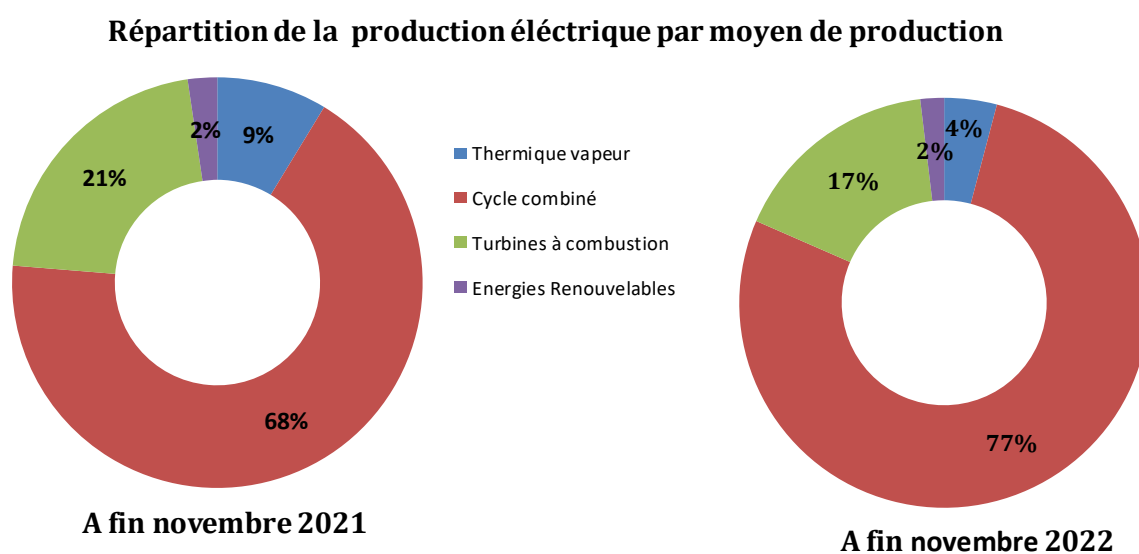
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **6%** entre fin



novembre **2021** et fin novembre **2022** pour se situer à **202** tep/GWh grace à l'amélioration de la consommation spécifiques des moyens de production de la STEG. La centrale IPP-Rades est en arrêt de production à partir du mois de juin **2022**, elle a intégré le parc de la STEG.

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

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **68%** à fin novembre **2021** à **77%** à fin novembre **2022**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Novembre		A fin novembre	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	2
Nb permis abandonnés	5	0	0	4	1
Nb total des permis	19	20	20	20	20
Nb de forages explo.	2	1	0	1	0
Nb forages développ.	4	2	0	4	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin octobre **2022**, est de **20** dont **13** permis de recherche et **7** permis de prospection. 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**.

Il convient de signaler :

- Attribution de **2 nouveaux permis de recherche** en juin **2022** : « **Bir Abdallah** » et « **Jébil** », publication au JORT **81** du **22 juillet 2022**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Zarat Nord** » en juin **2022**, publication au JORT **81** du **22 juillet 2022**.
- Fin de validité de la concession « Echouech », le **8/6/2022**.
- L'arrivée à échéance du permis de recherche « Kef » en août 2022.
- Fin de validité de la concession « belli », le 17/09/2022.

Exploration

Acquisition sismique à fin novembre 2022

- Démarrage, le **7 septembre 2022**, des opérations d'acquisition sismique sur les permis « Hezoua » et « El Waha » : acquisition de **833 Km² 2D** au total, fin des opérations.

Forage d'exploration à fin novembre 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin novembre 2022.

Poursuite de forage de deux puits d'exploration entamés en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur finale : 4945 m. Forage achevé et libération du rig le 7 juillet 2022.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur actuelle : 3010 m. Puits fermé depuis le 07/04/2022.

Développement

Forage d'un (1) nouveau puits de développement à fin novembre 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -8	Tarfa	15/02/2022	3008	Fin de forage le 12/06/2022

Poursuite de forage d'un puits de développement entamé en 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -7	Tarfa	27/11/2021	2689	Forage achevé

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

VENTES D'ELECTRICITE

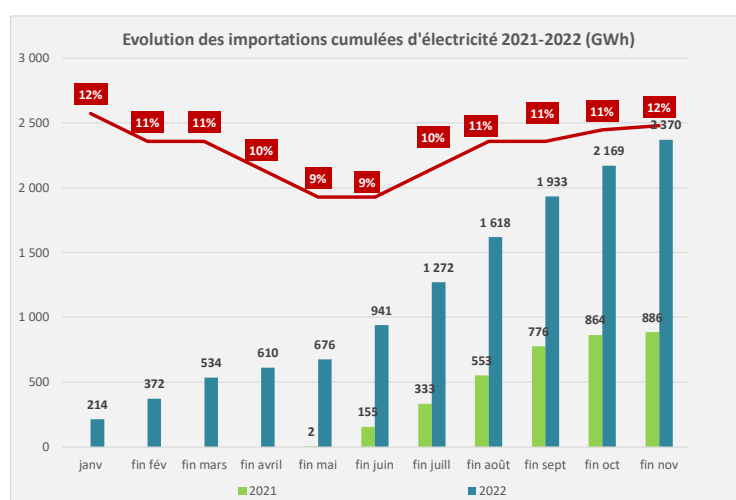
Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin novembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16785	10 648	15 418	17304	12%	4%
FUEL + GASOIL	0	3	0,40	0,19	-53%	-21%
GAZ NATUREL	16319	10472	14991	16968	13%	4%
HYDRAULIQUE	28	48	27	14	-48%	-10%
EOLIENNE	425	125,0	389	293	-25%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	12	0	10	28	171%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	2918	3018	706	-77%	-11%
ACHAT TIERS	162	74	144	144	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	20085	13 640	18 581	18 154	-2%	2%
Disponible pour marché local⁽²⁾	19486	13 633	19 428	20 497	6%	3%
Echanges	28	19	22	-27	-225%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	886	2370	167%	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	61	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21113	13633	19428	20497	6%	3%

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

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

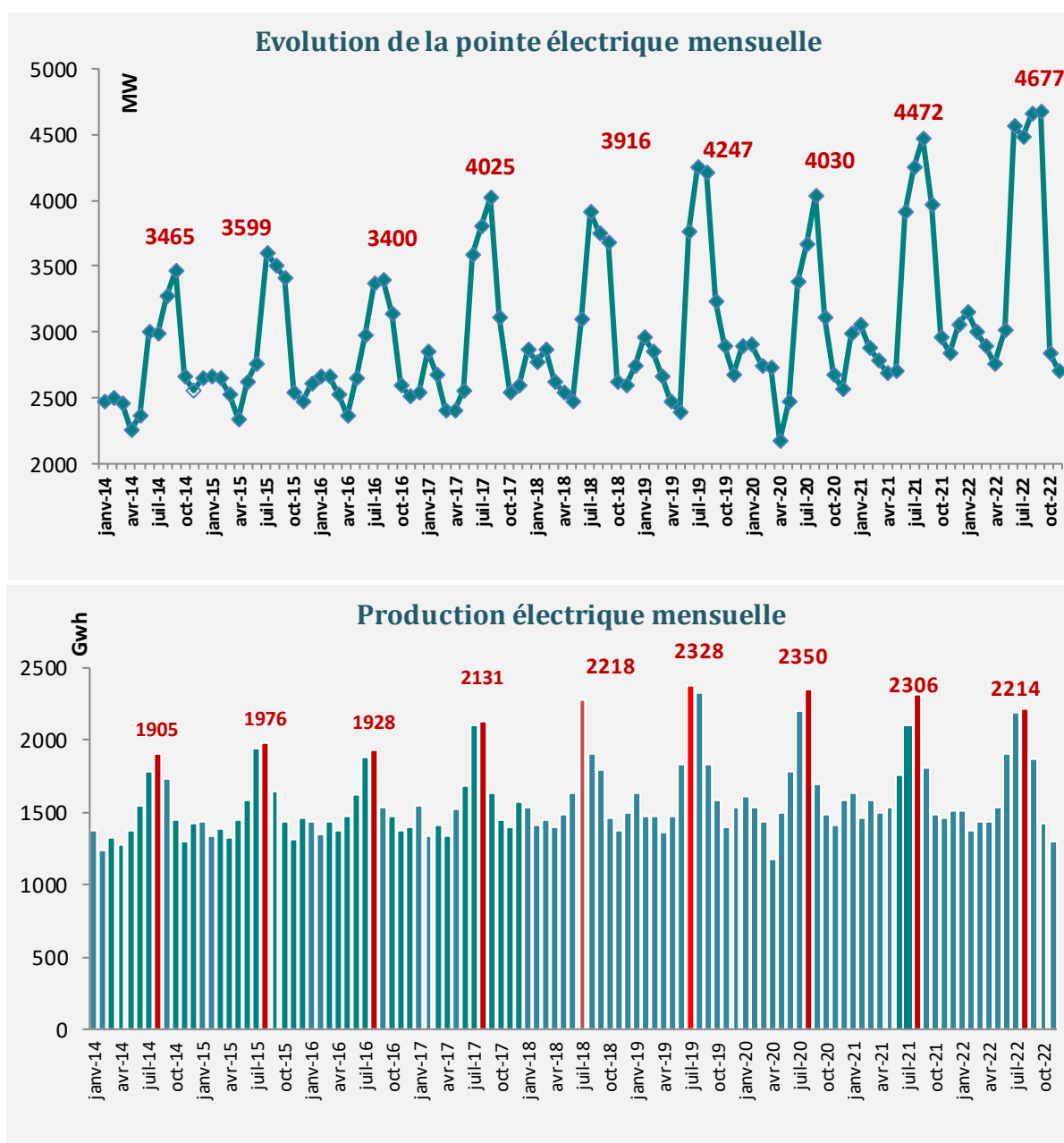
La production totale d'électricité a enregistré, à fin novembre 2022, une diminution de 2% pour se situer à **18154 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **18 581 GWh** à fin novembre 2021. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de 6%, ceci est dû à l'augmentation des importations et



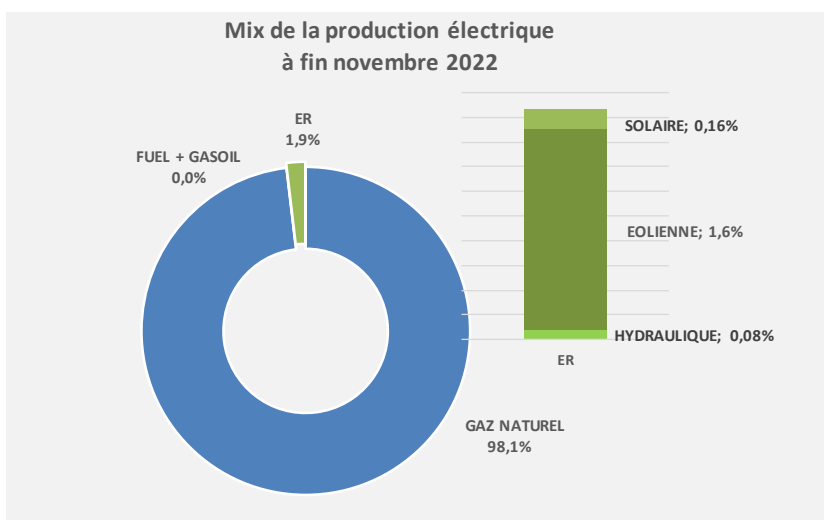
l'absence des exportations d'électricité afin de couvrir la demande du marché local. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert plus de **12%** des besoins du marché local.

La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **4677 MW** à fin novembre **2022** contre **4472 MW** à fin novembre **2021**. Un nouveau record national a été enregistré, durant le mois de septembre **2022** (le **8 septembre 2022**, la pointe a atteint **4677MW**) dépassant ainsi celui d'août **2022** (**4657 MW**). A signaler que c'est la première fois qu'une pointe annuelle soit enregistrée courant le mois de septembre.

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**.



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **95%** de la production nationale à fin novembre **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **1.9%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin novembre **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin novembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1358	1179	1245	1172	-6%	-0,05%
Moyenne tension	6780	5551	6237	6592	6%	1%
Basse tension	8304	5105	7423	8161	10%	4%
TOTAL VENTES **	16442	11 834	14 905	15 924	7%	3%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **7%** entre fin novembre **2022** et fin novembre **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **6%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **6%**.

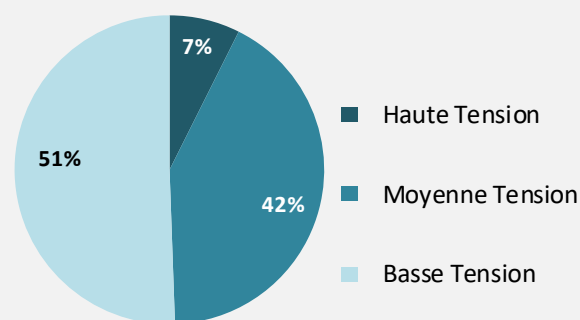
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **60%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin novembre **2022**.

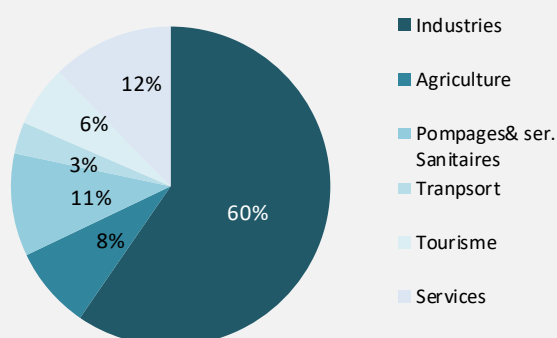
La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+**52%**) et des industries du textile et de l'habillement (+**8%**).

Contre une baisse des ventes des industries alimentaires et du tabac (-**5%**) et les industries de matériaux construction (-**5%**), ainsi que les industries extractives (-**5%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin novembre 2022



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin novembre 2022



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin novembre 2022

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. Le démarrage des travaux est prévu pour début 2023.
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service d'un projet de 1MW à Enfidha depuis 2020+ finalisation de 3 projets de 10 MW à Tataouine (en cours de raccordement)+ Mise en service d'un projet de 1MW à Matmata-Gabes (en production – arrêté du 08 août 2022) , d'autres projets sont en phase de construction ou de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet Etat d'avancement : la plupart de 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. Un projet de 1MW à Fawar-Kébili a

			été achevé et raccordé en Août 2022 (arrêté du 09 septembre 2022) et sera mis en exploitation à fin 2022.
		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). Les résultats préliminaires : Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW). Etat d'avancement : Résultat annoncé en novembre 2022 sur le site web du ministère pour l'octroi de 4 projets de 10MW et 3 projets de 1MW.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	156 MW
		MT/HT	302 autorisations octroyées pour une puissance totale de 68MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99%. Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 99.7%. Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date prévisionnelle 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 Tbagà 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 Acquisition des mâts de mesure en mai 2021 La campagne de mesure mutualisée va commencer en fin 2022
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	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

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

$$\text{TCAM} = (V_n/V_0)^{1/n} - 1$$

V_0 est la valeur de début et V_n est la valeur d'arrivée.