

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 septembre 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

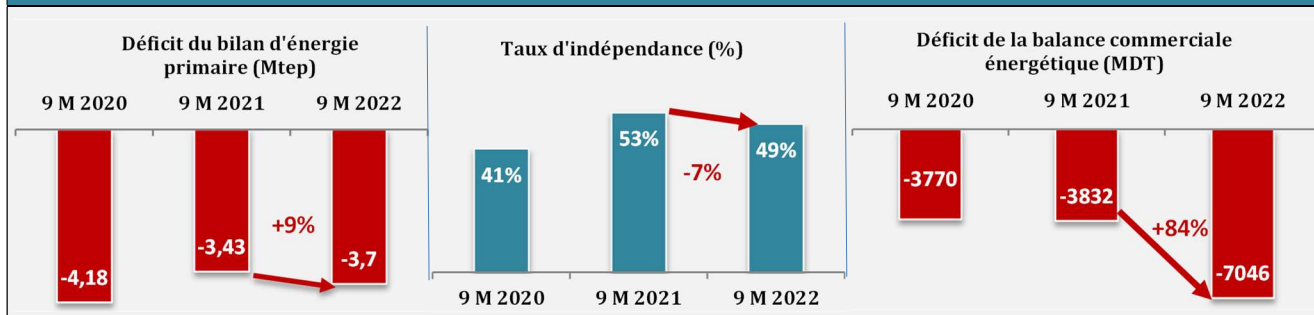
- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables



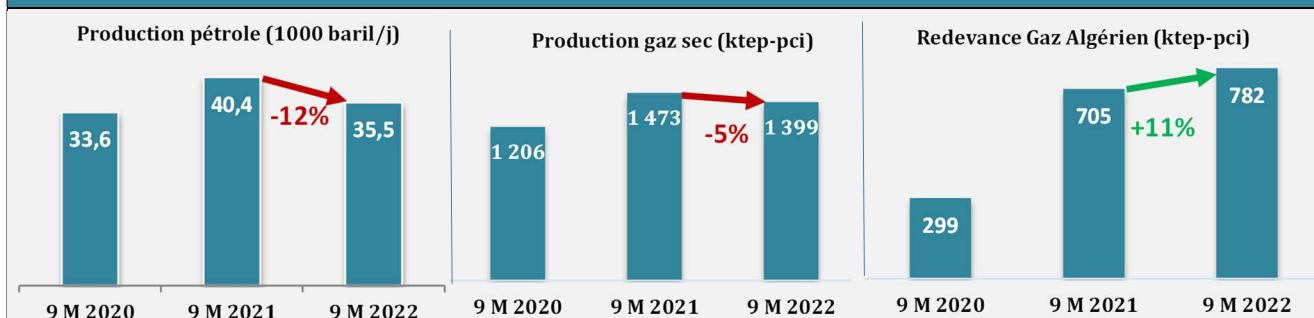
Date de la publication : 10/11/2022

Faits marquants des neuf premiers mois de 2022

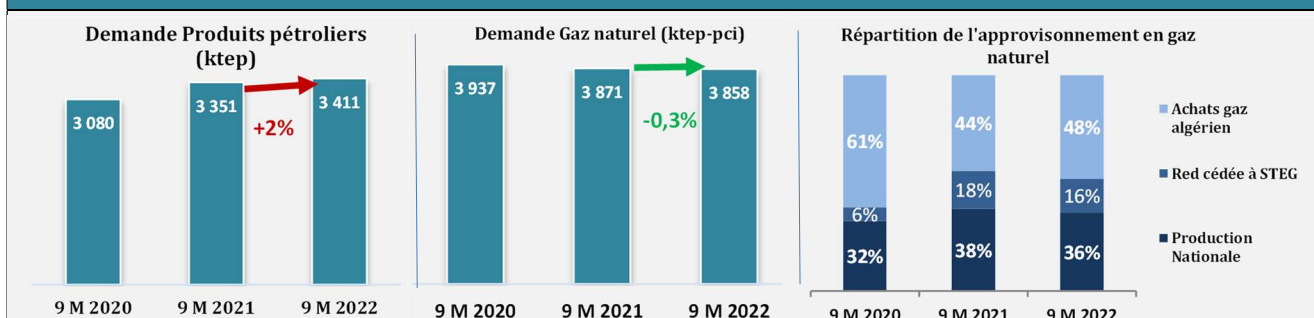
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



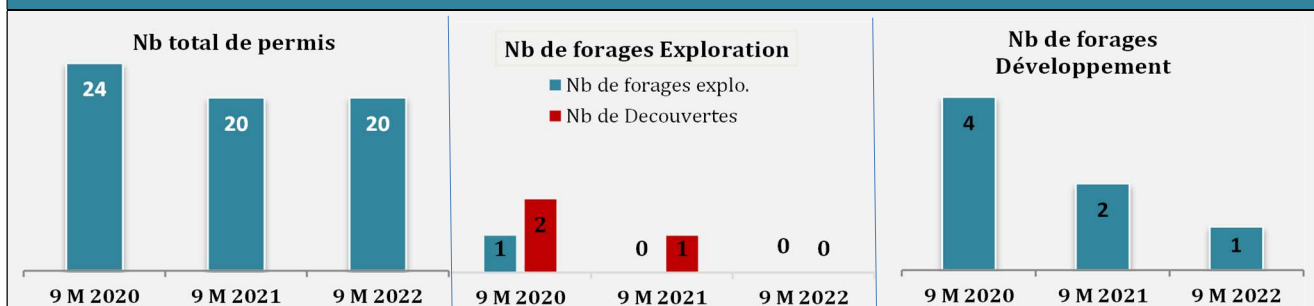
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



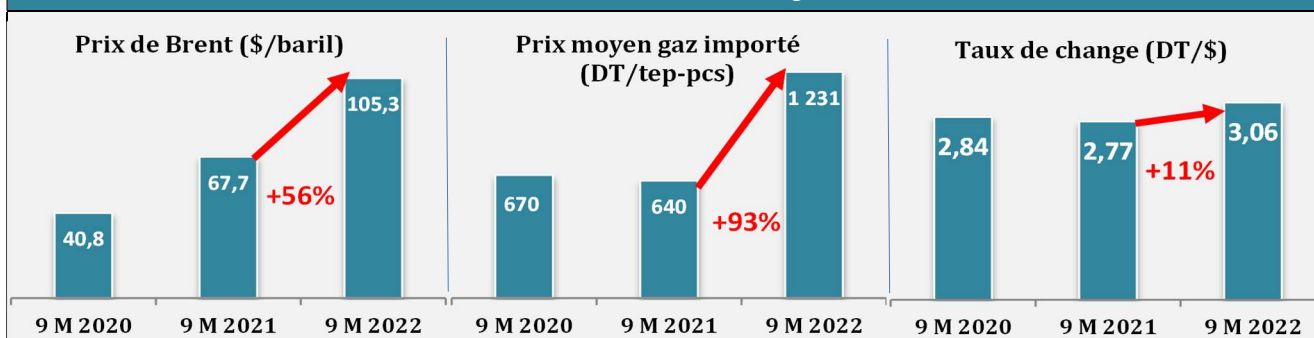
Demande des hydrocarbures



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 septembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	5100	6111	3821	3566	-7%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1973	2939	1487	1277	-14%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	152,7	126	84	-33%	-5%
Gaz naturel	2925	3007	2177	2181	0,2%	-3%
Production	1946	2141	1473	1399	-5%	-3%
Redevance	978	866	705	782	11%	-1%
Elec primaire	40	13	31	24	-22%	5%
DEMANDE	9687	6244	7253	7293	1%	1%
Produits pétroliers	4541	2931	3351	3411	2%	1%
Gaz naturel	5106	3300	3871	3858	-0,3%	1%
Elec primaire	40	13	31	24	-22%	5%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4587	-132	-3432	-3727		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5566	-999	-4137	-4509		

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

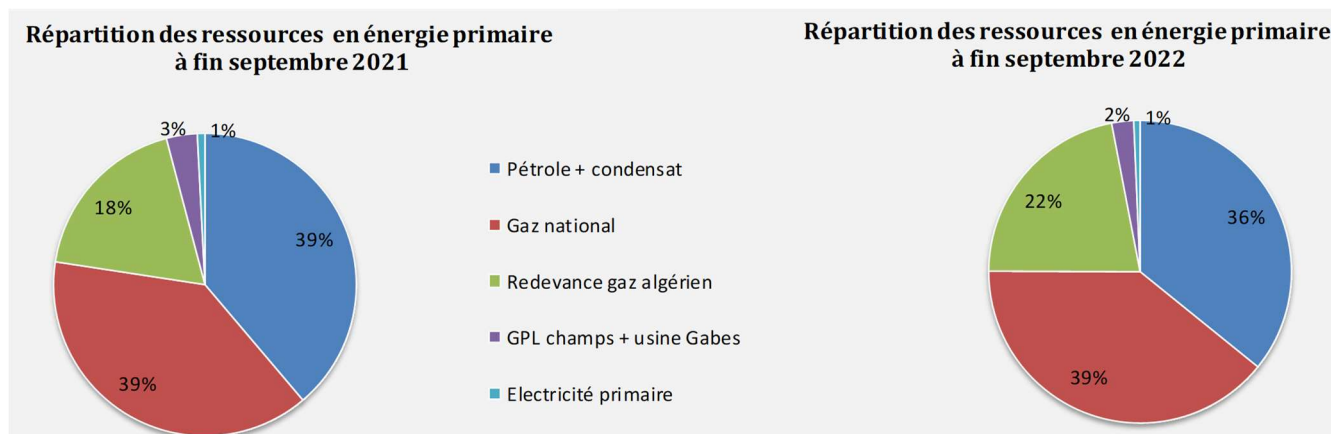
(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.6 Mtep** à fin septembre **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.

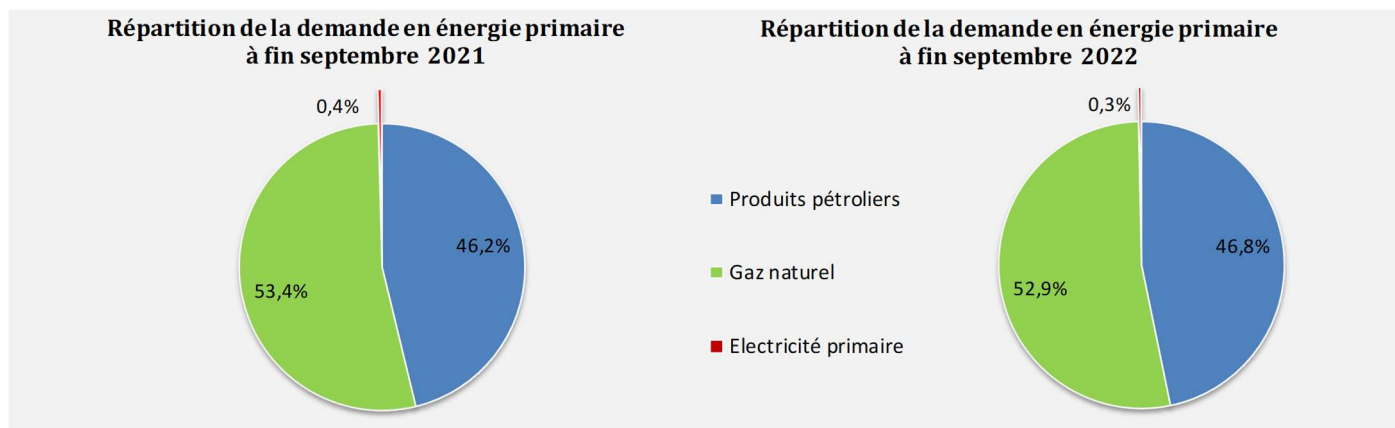
A signaler la hausse de **la redevance sur le transit du gaz algérien** de **11%** à fin septembre **2022** par rapport à la même période de **2021**.



La demande d'énergie primaire a augmenté légèrement de **1%** entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022** pour passer de **7.25 Mtep** durant les neuf premiers mois de **2021** à **7.29 Mtep** durant la même période de **2022**: la demande du gaz naturel a gardé presque le même niveau de l'année dernière alors que celle des produits pétroliers a augmenté de **2%**.

A signaler que la demande du gaz naturel a légèrement diminué de **0.3%** 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 **46.2%** à fin septembre **2021** à **46.8%** à fin septembre **2022**. Le gaz naturel a légèrement regressé de **53.4%** à fin septembre **2021** à **52.9%** à fin septembre **2022**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre **2022**, **un déficit de 3.7 Mtep** contre un déficit enregistré à fin septembre **2021** de **3.4 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **49%** à fin septembre **2022** contre **53%** à fin septembre **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** à fin septembre **2022** contre **43%** à fin septembre **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **9%** à fin septembre **2022** par rapport à fin septembre **2021**, cette hausse est dûe essentiellement à la baisse de la production des hydrocarbures, la demande d'énergie primaire a peu évolué.

2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES ⁽⁷⁾

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				1719	1649	-4%	2334	3884	66%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1064	927	-13%	1089	944	-13%	1439	2254	57%
ETAP	523	631	21%	534	643	20%	723	1357	88%
PARTENAIRES	541	296	-45%	555	301	-46%	716	897	25%
GPL Champs	41	34	-18%	45	37	-18%	65	73	13%
ETAP	24	20	-19%	27	22	-19%	40,1	43	7%
PARTENAIRES	17	14	-16%	18	15	-16%	24,7	30	23%
PRODUITS PETROLIERS	565	495	-12%	567	498	-12%	819	1132	38%
Fuel oil (BTS)	384	318	-17%	376	311	-17%	511	728	42%
Virgin naphta	181	177	-2%	191	187	-2%	308	404	31%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				18	169	816%	11	424	-
IMPORTATIONS				5972	5731	-4,0%	6166	10929	77%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	878	682	-22%	898	701	-22%	1335	1791	34%
PRODUITS PETROLIERS	2707	2407	-11%	2649	2391	-10%	3608	6598	83%
GPL	342	405	18%	378	448	18%	564	1080	91%
Gasoil ordinaire	827	616	-26%	850	633	-26%	1265	2189	73%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	250	248	-1%	257	255	-1%	394	808	105%
Jet ⁽⁶⁾	93	169	82%	96	174	82%	152	604	298%
Essence Sans Pb	446	404	-9%	466	422	-9%	830	1391	68%
Fuel oil (HTS)	148	130	-12%	145	127	-12%	158	217	38%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	602	435	-28%	459	332	-28%	245	308	26%
GAZ NATUREL				2425	2639	9%	1222	2541	108%
Redevance totale ⁽²⁾				705	782	11%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1720	1857	8%	1222	2541	108%

(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 retrocédée) 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 2021

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

(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

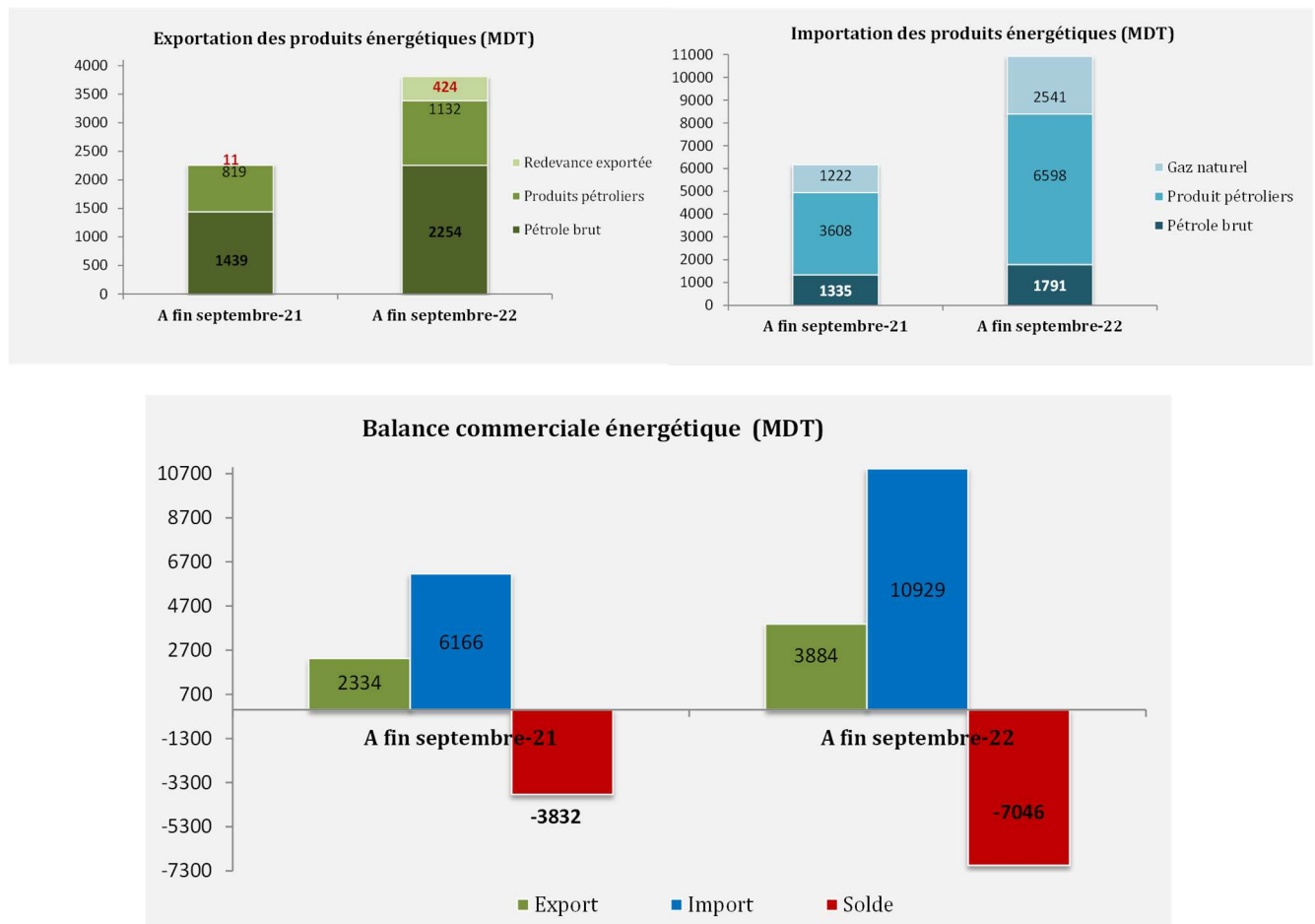
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

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

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

(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.

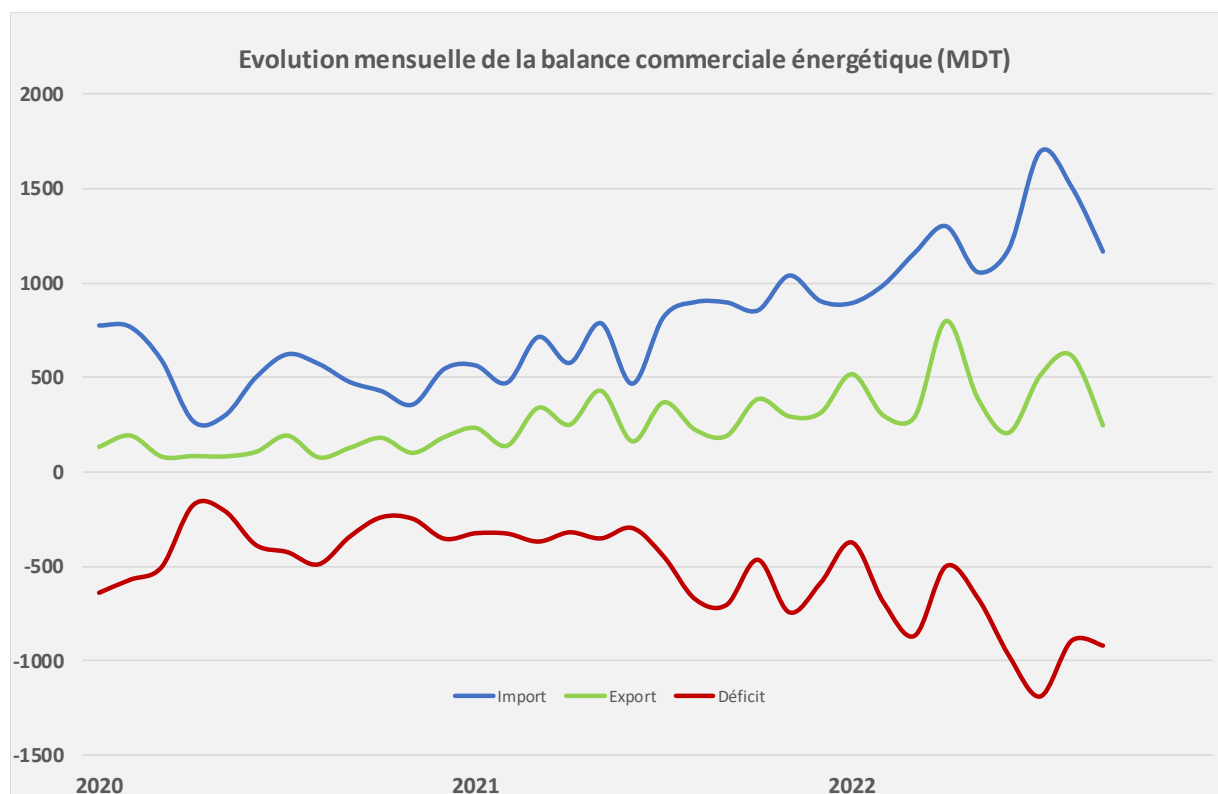
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **66%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **77%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **3832 MDT** à fin septembre **2021** à **7046 MDT** à fin septembre **2022**, soit une augmentation de **84%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



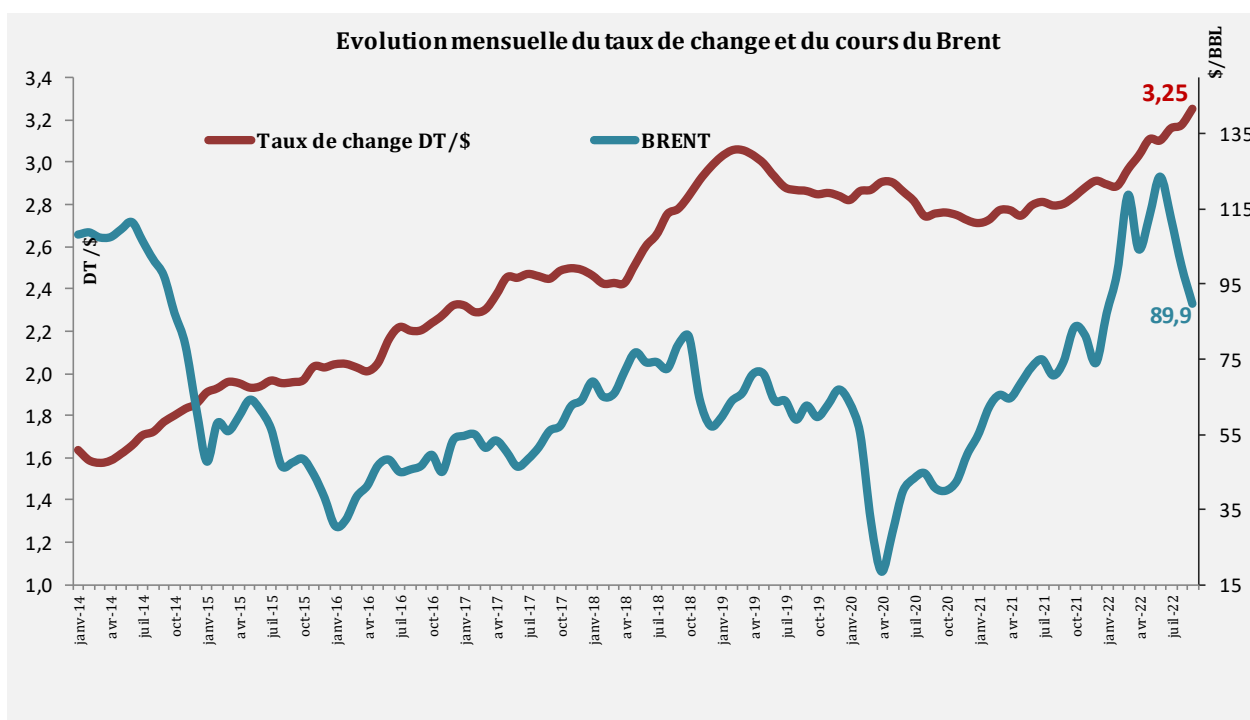
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 diminution de **4%** à fin septembre **2022** par rapport à fin septembre **2021**.

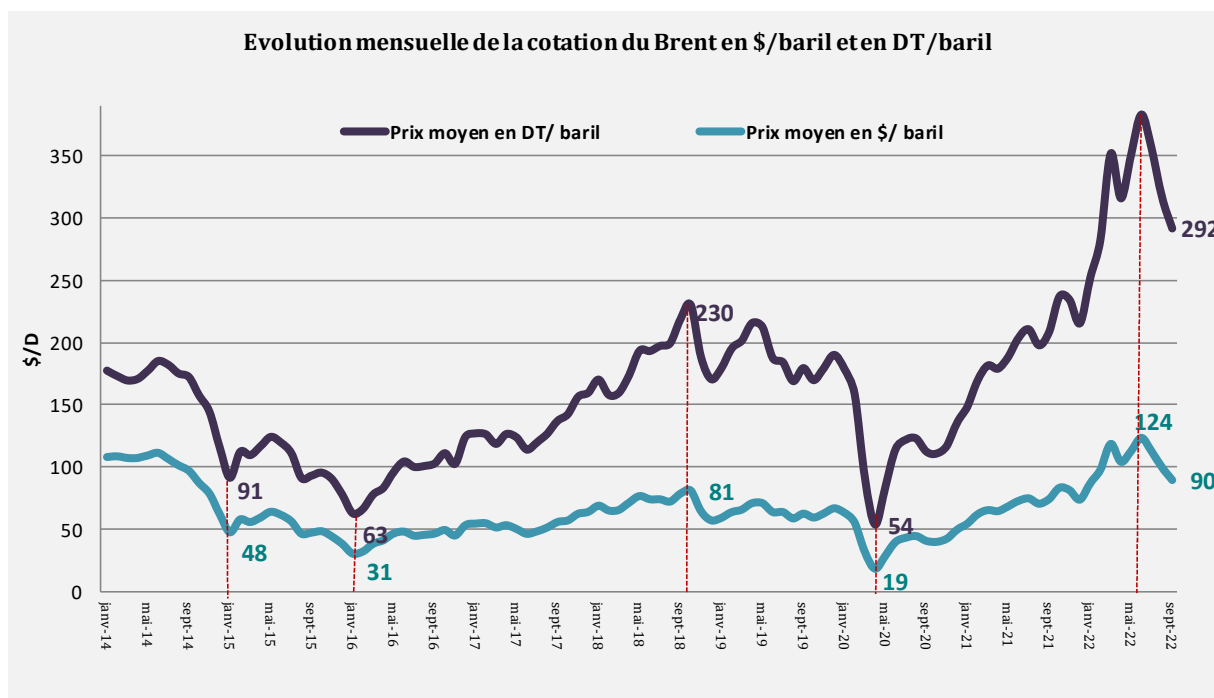
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours des neuf premiers mois de **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **38\$/bbl** : **105.3 \$/bbl** à fin septembre **2022** contre **67.7\$/bbl** à fin septembre **2021** . La cotation mensuelle du mois de septembre **2022** s'est située à **90\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **15.3 \$/bbl** par rapport à septembre **2021** et une diminution de **10\$/bbl** par rapport au mois d'août **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.

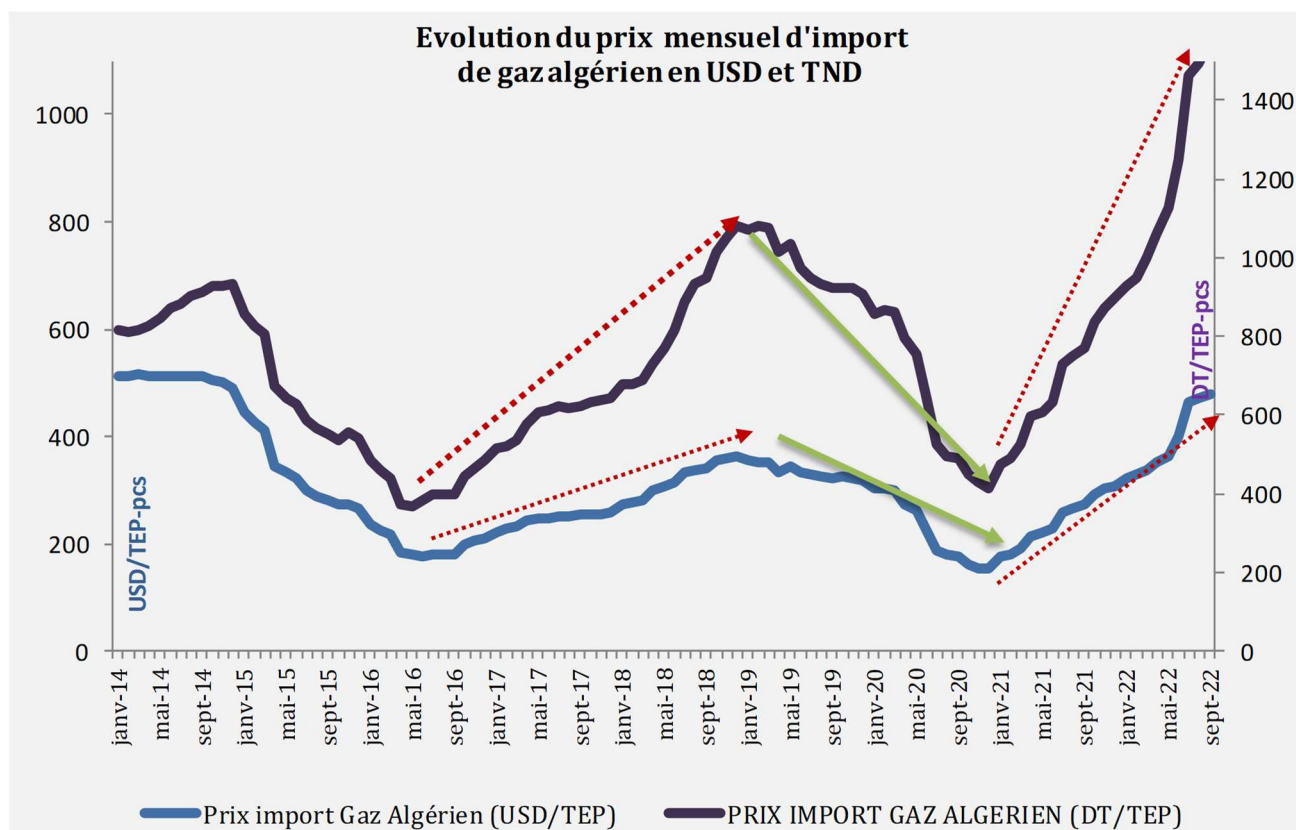


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **56%** : **67.7\$/bbl** contre **105.3 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **11%** entre fin septembre **2021** et fin septembre **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 **93%** en DT et de **73%** en \$ entre fin septembre **2021** et fin septembre **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 **83%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de 13%. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **1106 kt** à fin septembre **2022** (dont **30%** brut local) contre **1202 kt** à fin septembre **2021** (dont **23%** brut local).

(--) Hausse des achats du gaz algérien de **8%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

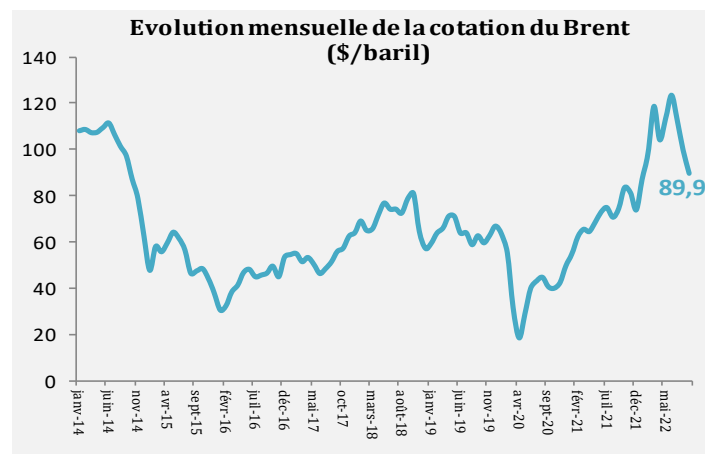
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **12%** .

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		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel moyen	41,7	70,7		



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

Pétrole Brut (1)	A fin septembre	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	348	114
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 septembre					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2657	1398	796	206	2400
Gasoil ordinaire ⁽⁵⁾	Millimes/litre	2999	1358	330	171	1860
Gasoil S.S. ⁽⁵⁾	Millimes/litre	2749	1372	536	172	2080
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1668	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2667	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	34,67	3,43	1,11	4,27	8,80

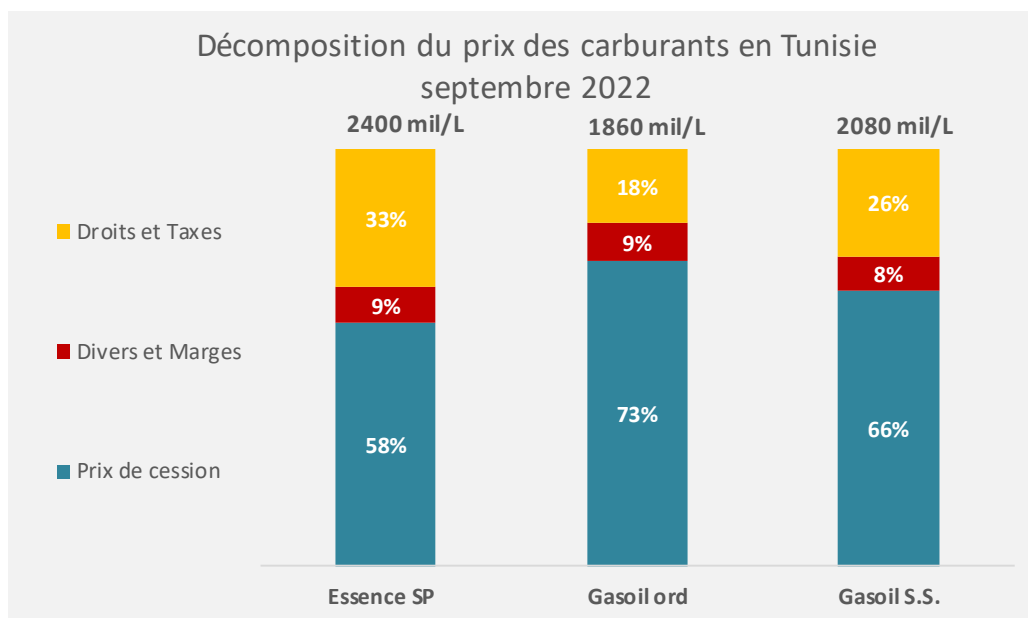
(1) Prix moyen pondéré

(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 18/09/2022

(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

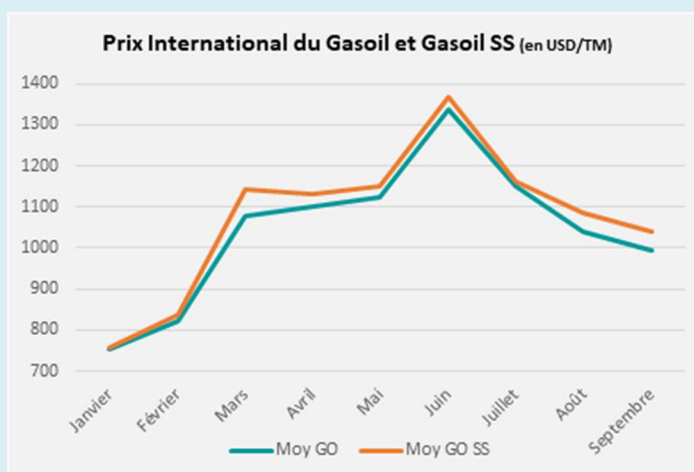


Eclaircissements concernant les couts à l'importation du Gasoil ordinaire et du Gasoil Sans Soufre

Les prix d'importation des produits pétroliers du tableaux 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période des 9 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



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 comme le montre le tableau suivant, par contre, le prix moyen pondéré sur la période peut être supérieur du fait de la variation des quantités importée au fil des mois :

	Produit		Prix import moyen pondéré		Prix import moyen mensuel
			Millime/litre		Millime/litre
Janvier	Gas Oil	Janvier	1631	Janvier	1631
	Gas Oil SS		1888		1888
à fin Février	Gas Oil	à fin Février	1631	Février	***
	Gas Oil SS		2035		2107
à fin Mars	Gas Oil	à fin Mars	2392	Mars	2759
	Gas Oil SS		2263		2958
à fin Avril	Gas Oil	à fin Avril	2631	Avril	2869
	Gas Oil SS		2411		3020
à fin mai	Gas Oil	à fin mai	2716	mai	2978
	Gas Oil SS		2518		3078
à fin Juin	Gas Oil	à fin Juin	2806	Juin	3609
	Gas Oil SS		2518		***
à fin Juillet	Gas Oil	à fin Juillet	3044	Juillet	3597
	Gas Oil SS		2695		3817
à fin août	Gas Oil	à fin août	3031	août	2972
	Gas Oil SS		2745		3105
à fin septembre	Gas Oil	à fin septembre	2999	septembre	2822
	Gas Oil SS		2749		***

(***) pas d'importation

5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)	
	Année 2021 Fin septembre 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697 1231
	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 septembre		
		2021	2022	Var (%)
El borma	221	165	152	-8%
Ashtart	212	160	161	1%
Hasdrubal	97	68	63	-8%
Adam	123	90	70	-22%
M.L.D	82	68	56	-17%
El Hajeb/Guebiba	134	99	90	-9%
Cherouq	76	59	46	-21%
Miskar	64	51	48	-7%
Cercina	69	51	43	-17%
Barka	71	57	20	-65%
Franig/Bag/Tarfa	43	31	36	16%
Ouedzar	56	42	34	-20%
Gherib	39	24	52	111%
Nawara	77	53	50	-6%
Halk el Manzel	274	221	80	-64%
Autres	277	201	247	23%
TOTAL pétrole (kt)	1 917	1 441	1 248	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 958	1 471	1 277	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 932	1 456	1 249	-14%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 973	1 487	1 277	-14%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	148	115	77	-33%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	126	84	-33%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 079	1 571	1 326	-16%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 135	1 613	1 361	-16%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1248 kt** à fin septembre **2022** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin septembre **2021**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en **2021** (-64%),

Baraka (-**65%**), Adam (-**22%**), Cherouq (-**21%**), M.L.D (-**17%**), El borma (-**8%**), Hasdrubal (-**7%**), Cercina (-**17%**) et Nawara (-**6%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+**111%**), Franig/Bag/Tarfa (+**16%**) et ashtart (+**1%**).

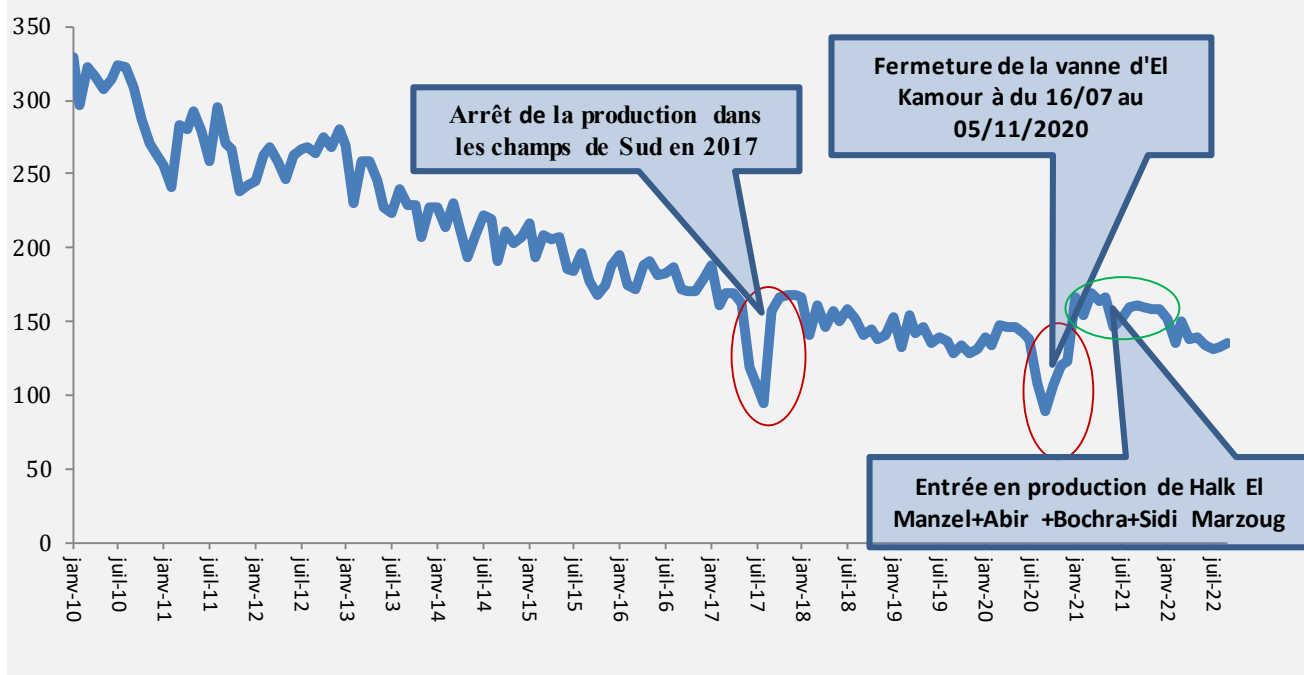
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal** : 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.
- **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.
- **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 règlementaire 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
- **Concession Beni Khalled**: Arrêt de production depuis le 19-09-2022 jusqu'à la remontée de pression

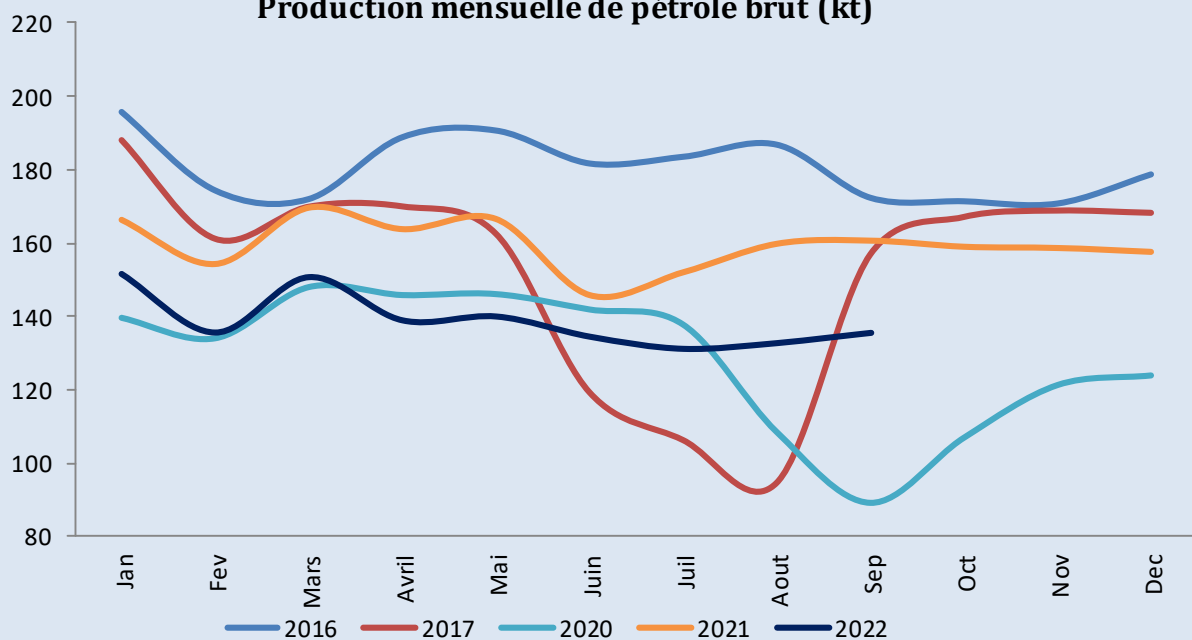
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.4** mille barils/j à fin septembre **2021** à **35.5** mille barils/j à fin septembre **2022**.

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

Production mensuelle de pétrole brut (kt)



Production mensuelle de pétrole brut (kt)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin septembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 925	3 007	2 177	2 181	0,2%	-3%
Production nationale	1 946	2 141	1 473	1 399	-5%	-3%
Miskar	474	1 031	377	347	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	286	250	208	211	1%	-1%
Gaz Chergui	160	178	124	99	-20%	-5%
Hasdrubal	242	413	173	149	-14%	-8%
Maamoura et Baraka	61	21	50	17	-66%	-2%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	248	88	159	81%	-4%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	452	417	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	866	705	782	11%	-1%
Achats	2 295	712	1 720	1 857	8%	8%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 250	3341	2419	2423	0,2%	-3%
Production nationale	2 162	2378	1636	1554	-5%	-3%
Miskar	527	1146	419	386	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	317	278	232	235	1%	-1%
Gaz Chergui	178	198	138	110	-20%	-5%
Hasdrubal	269	459	193	165	-14%	-8%
Maamoura et Baraka	68	23	56	19	-66%	-2%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	275	98	176	81%	-4%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	502	464	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	962	783	869	11%	-1%
Achats	2 550	792	1911	2063	8%	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

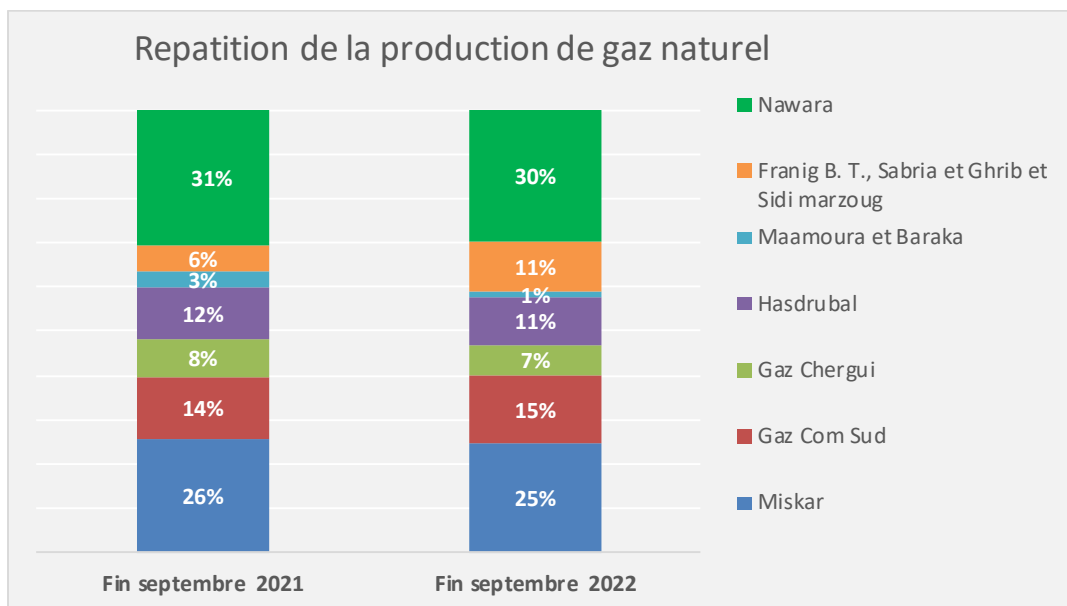
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 en cours de régularisation par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2181 ktep**, à fin septembre **2022**, enregistrant ainsi une légère hausse de **0.2%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **5%**.

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

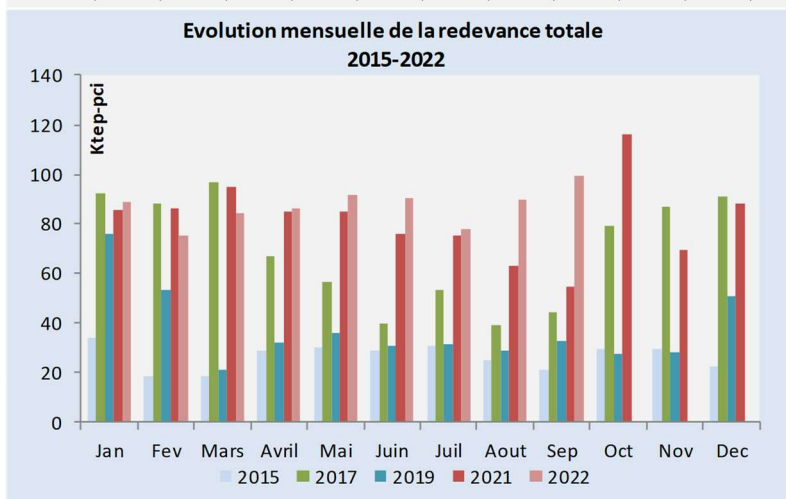
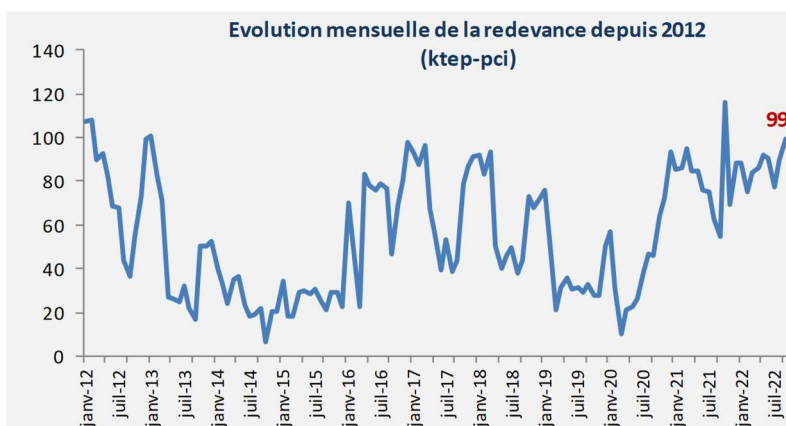
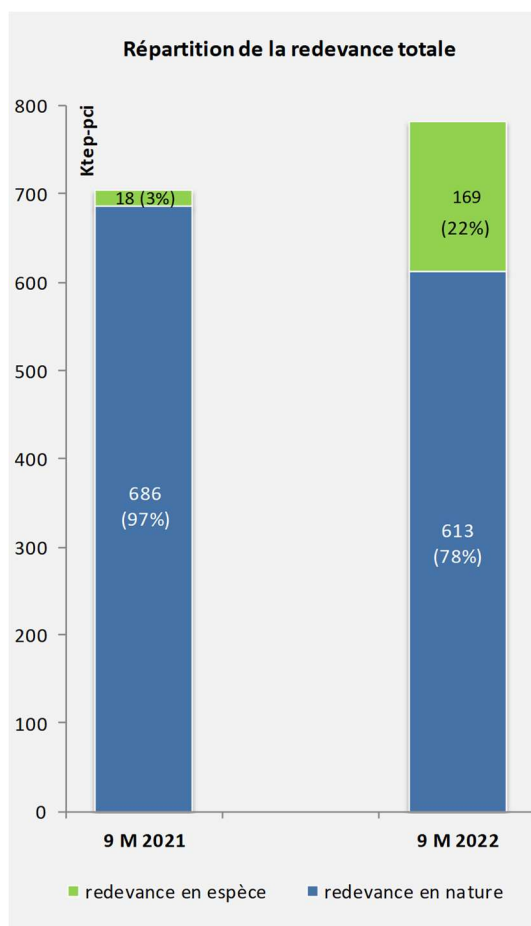


Il convient de noter :

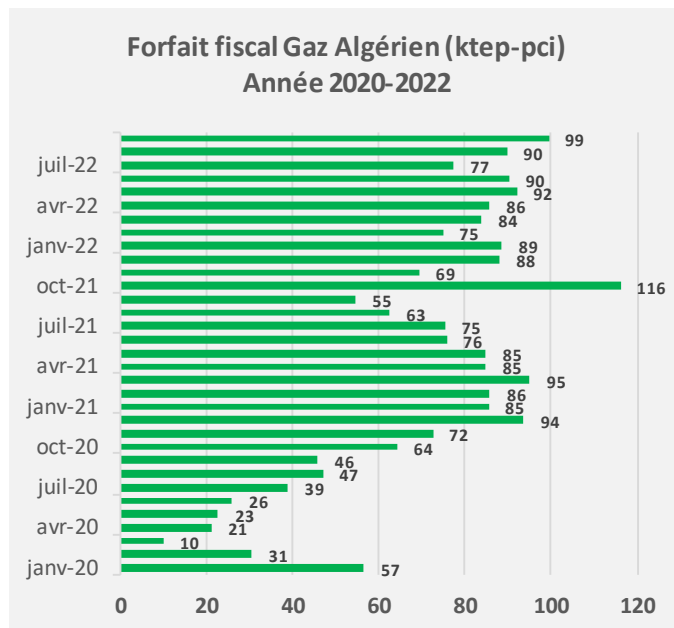
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **14%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **1%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **8%**. Fin de validité de la concession le **8 juin 2022 (100% Shell)**, exploitation par l'ETAP à partir du **9 juin 2022**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **66%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**11%**) à fin septembre **2022** par rapport à fin septembre **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 (**78%**) 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 en cours par déduction de la redevance réexporté.



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**.

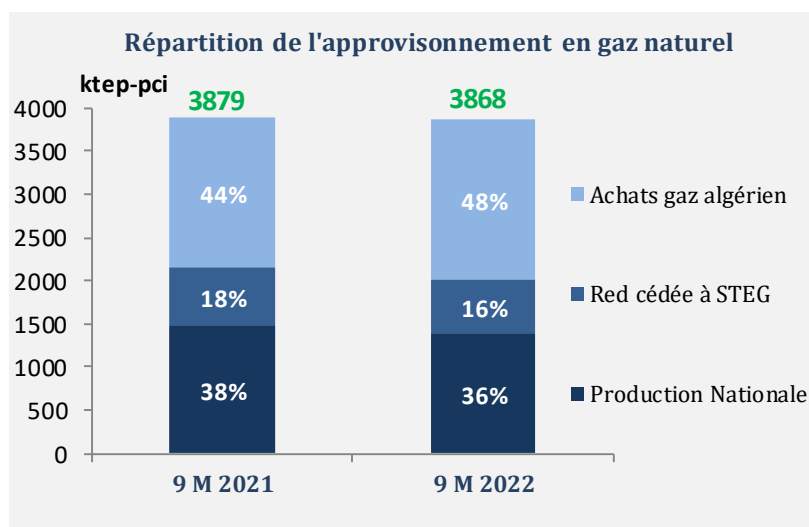


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **8%**, entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022**, pour se situer à **1857 ktep** et ceci à cause de la hausse de la demande après le déconfinement à partir du mois de mai **2021** et la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une quasi stabilité entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022** pour se situer à **3868 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **38%** à **36%**.
2. Baisse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **18%** à **16%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **44%** à **48%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin septembre			Remarques
	2021 (a)	2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	21	32	50%	
Essence Sans Pb	53	85	61%	
Petrole Lampant	16	12	-25%	
Gasoil ordinaire	499	456	-9%	
Fuel oil BTS	395	338	-14%	
Virgin Naphta	216	172	-20%	
White Spirit	6	5	-10%	
Total production STIR	1205	1100	-9%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-10%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	18%	17%	-2%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	265	268	1%	
Jours de fonctionnement du Platforming	136	239	76%	

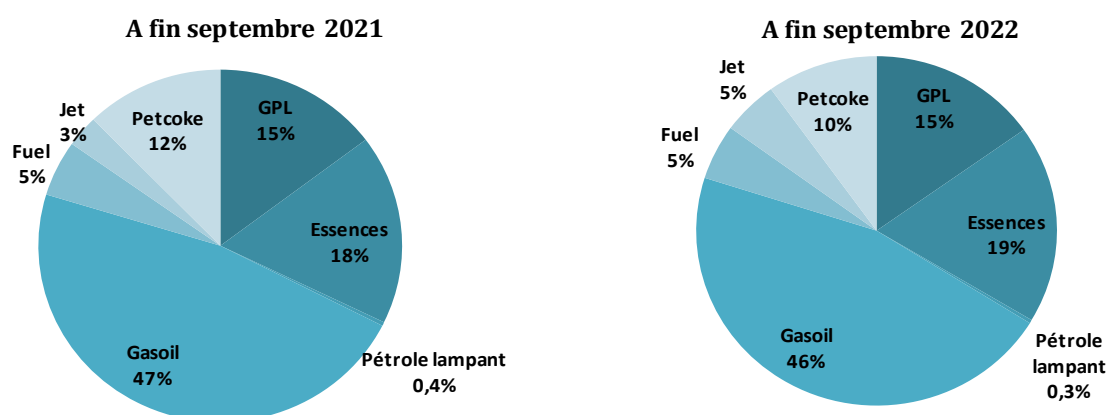
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin septembre				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	389,4	493	516	5%	2%
Essences	787	374,0	582	622	7%	4%
<i>Essence Super</i>	0	1,7	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	773	372,3	572	610	7%	4%
<i>Essence premium</i>	14	0	10	12	20%	-
Pétrole lampant	17,6	47,5	12,2	11	-11%	-12%
Gasoil	2125	1411,3	1578	1564	-1%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1713	1321,7	1279	1207	-6%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	405	89,7	294	351	19%	12%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	5	6	14%	-
Fuel	233	280,4	171	174	1%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	31	5,5	24	20	-18%	11%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	274,8	147	154	5%	-5%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	6	15	143%	19%
Jet	134	191,6	97	171	77%	-1%
Coke de pétrole	553	243,2	411	338	-18%	3%
Total	4541	2939	3351	3411	2%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4499	2932	3321	3376	2%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022**, une hausse de **2%** pour se situer à **3411** 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 **7%**, du jet de **77%** et du GPL de **5%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une baisse de **18%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre **2021** et fin septembre **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 **10%**.

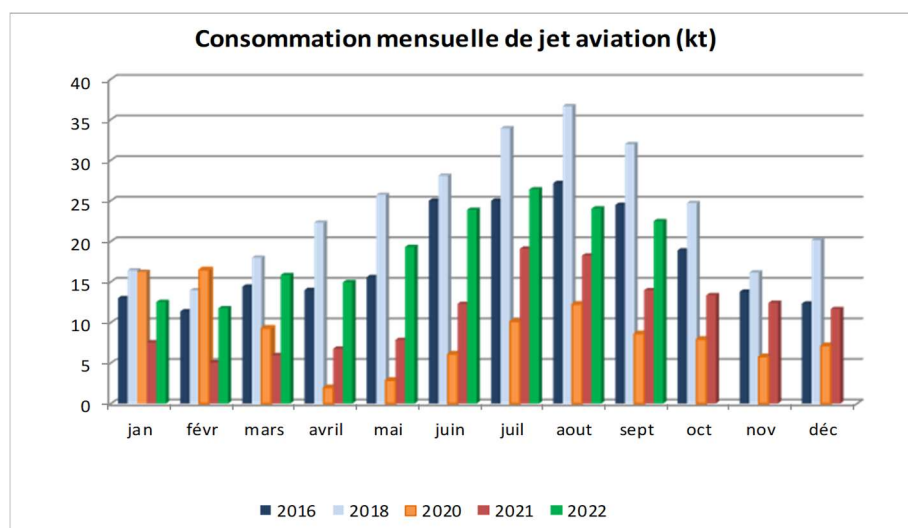


La consommation de carburants routiers a enregistré entre les neuf premiers mois de **2021** et les neuf premiers mois de **2022**, une légère hausse de **1%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **5%** entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **18%** entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022** (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 **77%** à fin septembre **2022** par rapport à la même période de l'année précédente à cause de 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

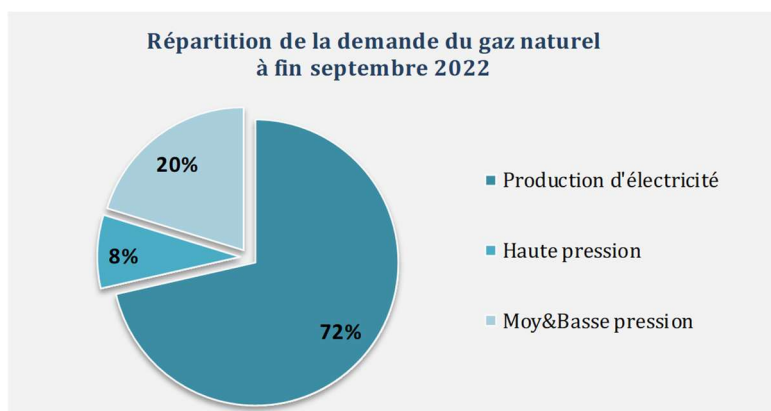
	Réalisé 2021	A fin septembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		Unité : ktep-pci				
DEMANDE	5 106	3 338	3 871	3 858	-0,3%	1%
Production d'électricité	3 762	2 479	2 924	2 757	-6%	1%
Hors prod élec	1 344	859	947	1 101	16%	2%
Haute pression	301	285	202	320	59%	1%
Moy&Basse pression	1 043	574	746	782	5%	3%
		Unité : ktep-pcs				
DEMANDE	5 673	3 709	4 301	4 287	-0,3%	1%
Production d'électricité	4 180	2 754	3 249	3 063	-6%	1%
Hors prod élec	1 493	954	1 053	1 224	16%	2%
Haute pression	334	316	224	355	59%	1%
Moy&Basse pression	1 159	638	829	868	5%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une quasi stabilité entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022** pour se situer à **3858 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **6%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **16%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale à fin septembre **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **98%**. **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 **16%** pour se situer à **1101 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **5%** et celle des clients haute pression a augmenté de **59%**.

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

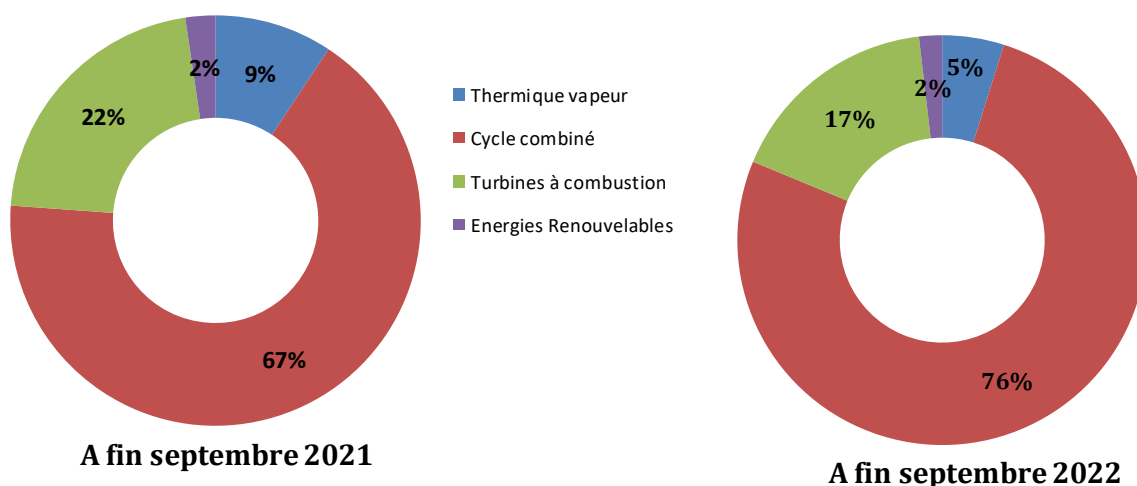


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **5%** entre fin septembre **2021** et fin septembre **2022** pour se situer à **203.6 tep/GWh** grâce à l'amélioration de la consommation spécifiques des moyens de production de la STEG. 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 **1%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **6%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **67%** à fin septembre **2021** à **76%** à fin septembre **2022**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Septembre		A fin septembre	
		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	0	0	0	0
Nb forages dével.	4	1	0	2	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin septembre **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 septembre 2022

- Démarrage, le **7 septembre 2022**, des opérations d'acquisition sismique sur les permis « Hezoua » et « El Waha » : acquisition de **173 Km² 2D** au total.

Forage d'exploration à fin septembre 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin septembre 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 septembre 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

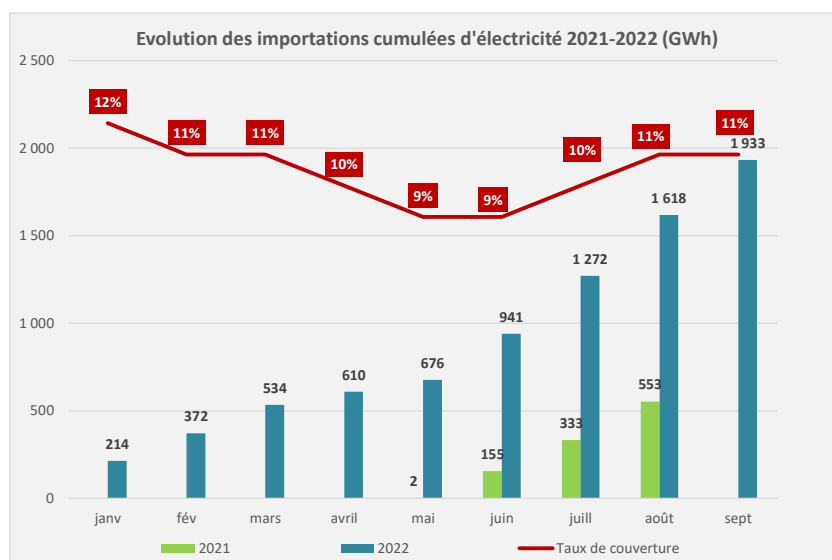
Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin septembre				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16785	8 811	13 082	14612	12%	4%
FUEL + GASOIL	0	3	0,38	0,17	-55%	-22%
GAZ NATUREL	16319	8660	12714	14333	13%	4%
HYDRAULIQUE	28	44	26	13	-48%	-10%
EOLIENNE	425	103,3	334	243	-27%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	12	0	8	23	178%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	2449	2448	706	-71%	-10%
ACHAT TIERS	162	57	115	115	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	20085	11 317	15 645	15 433	-1%	3%
Echanges	28	20	33	-22	-168%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	776	1933	149%	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	61	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21113	11313	16393	17343	6%	4%

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

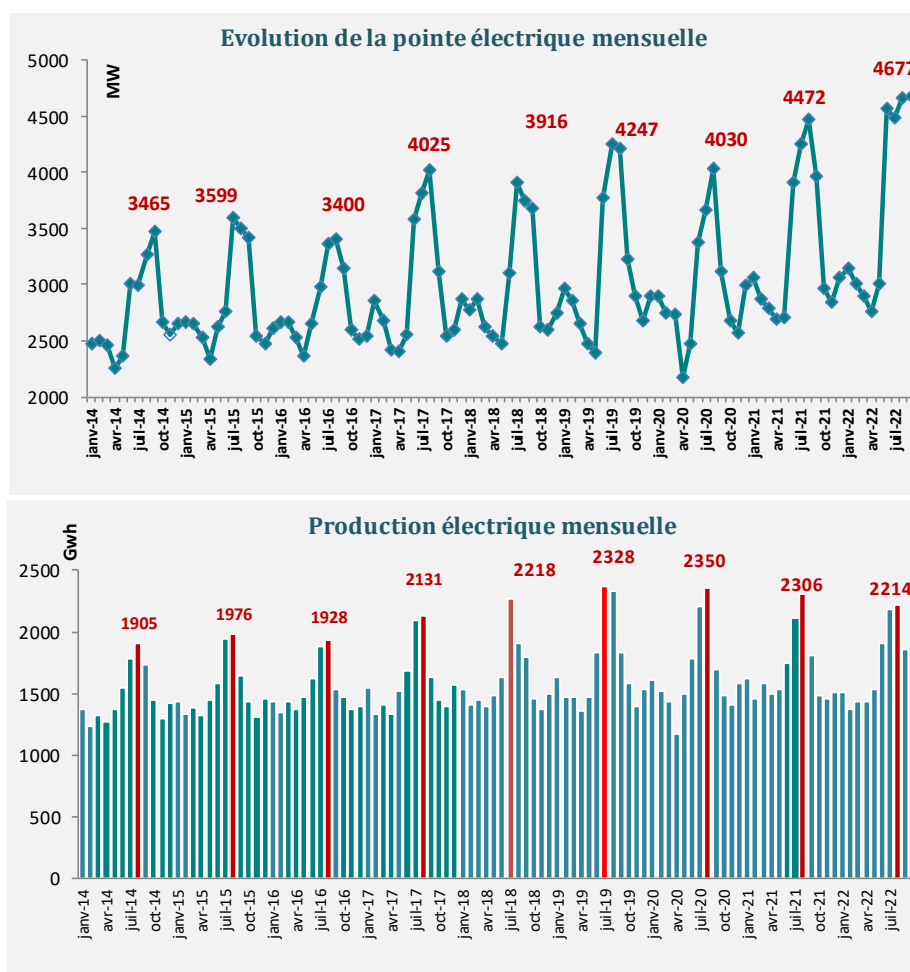
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

La production totale d'électricité a enregistré, à fin septembre **2022**, une légère diminution de **1%** pour se situer à **15 433 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **15 645 GWh** à fin septembre **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 **11%** des besoins du marché local.

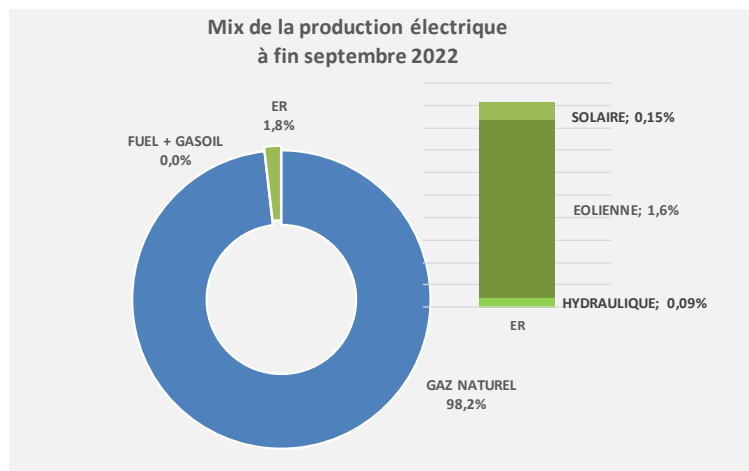


La pointe a enregistré une hausse de 5% pour se situer à **4677 MW** à fin septembre 2022 contre **4472 MW** à fin septembre 2021. Un nouveau record national a été enregistré, durant septembre 2022 (08 septembre 2022 la pointe a atteint 4677) dépassant ainsi celui d'août 2022 (4657 MW). A signaler que 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 septembre **2022**. 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 **1.8%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin septembre **2022**.



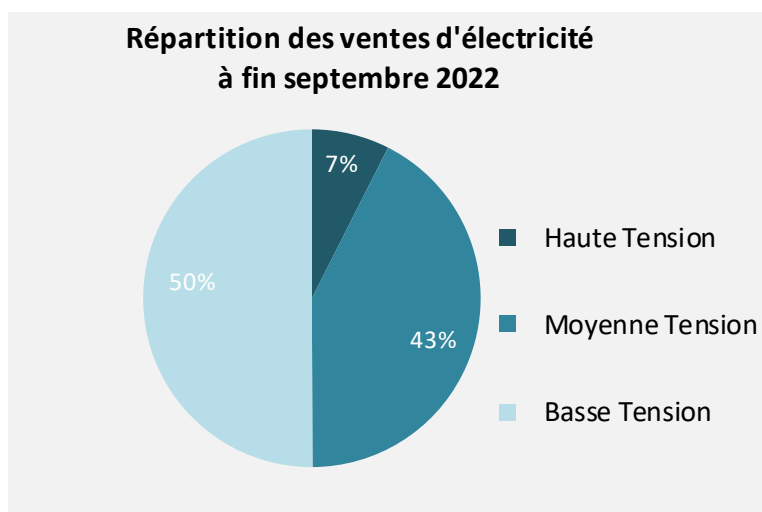
VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

		Unité : GWh				
	Réalisé 2021	A fin septembre				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1358	957	1012	957	-5%	0,0%
Moyenne tension	6780	4591	5152	5442	6%	1%
Basse tension	8304	4090	5878	6414	9%	4%
TOTAL VENTES **	16442	9 638	12 042	12 812	6%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **6%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **5%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **6%**.

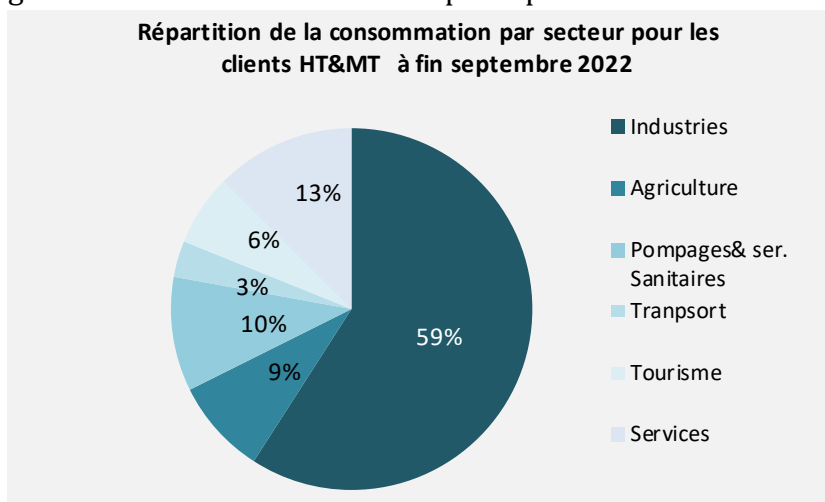


A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **59%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin septembre **2022**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+**54%**), et des industries du textile et de l'habillement (+**9%**) et le papier et l'édition (+**6%**).

Contre une baisse des ventes des industries alimentaires et du tabac (**5%**) et les industries de matériaux construction (**4%**), ainsi que les industries extractives (**-1%**).



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin septembre 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
	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 Mise en service d'un projet de 1MW + un projet de 10 MW, d'autres projets sont en cours de mise en service
		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
		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)
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	150 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 cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.
		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.