

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, août 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

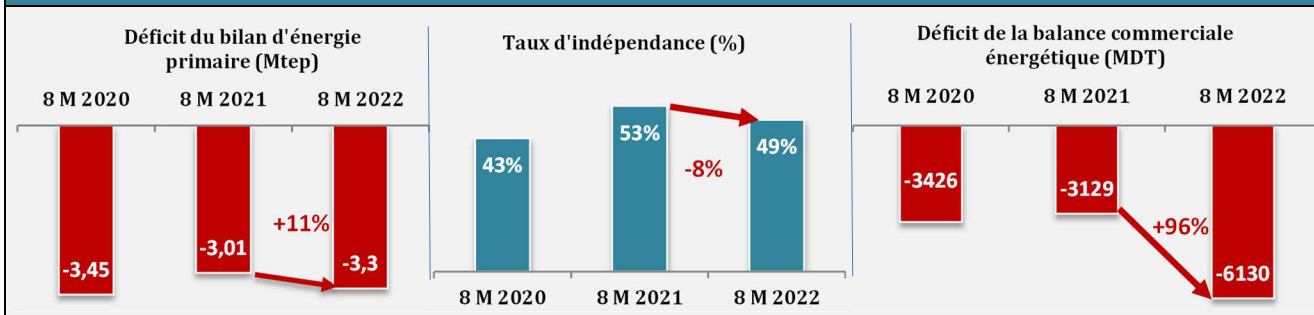
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



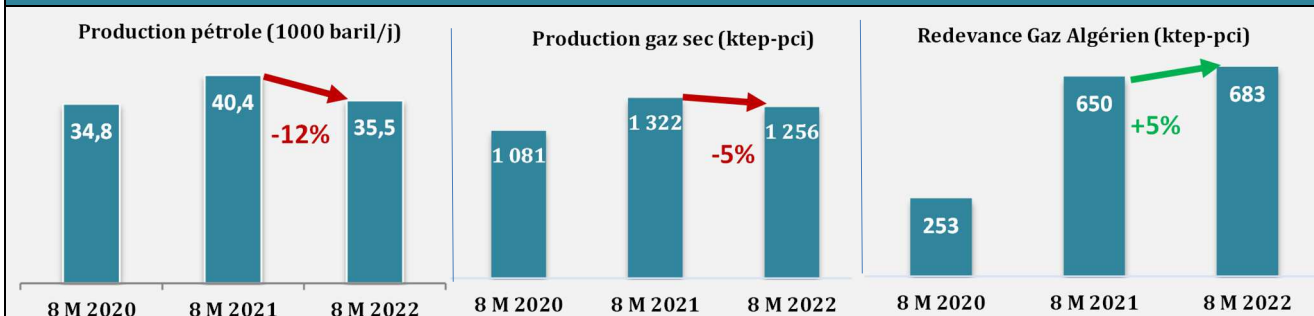
Date de la publication : 06/10/2022

Faits marquants des huit premiers mois de 2022

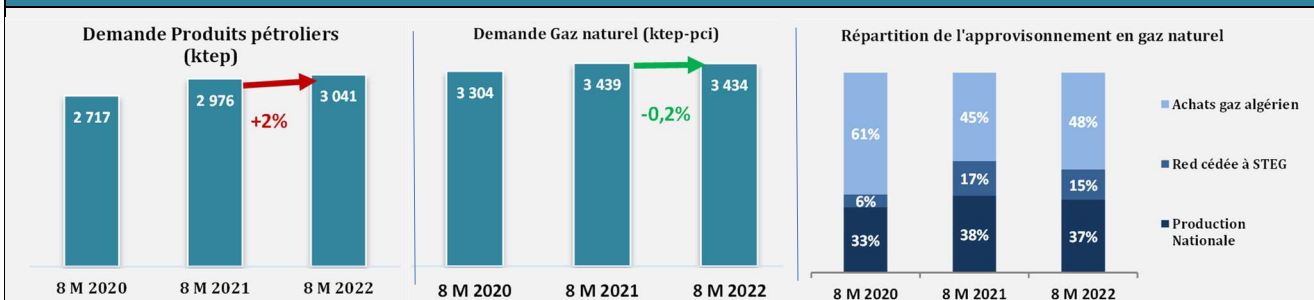
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



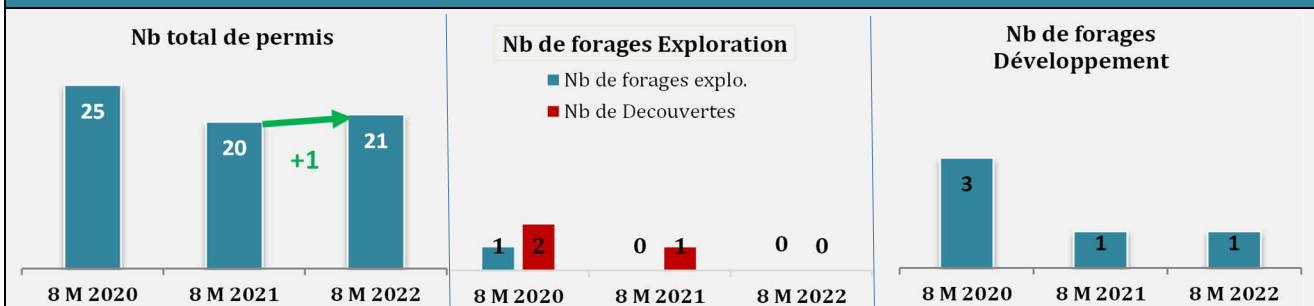
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



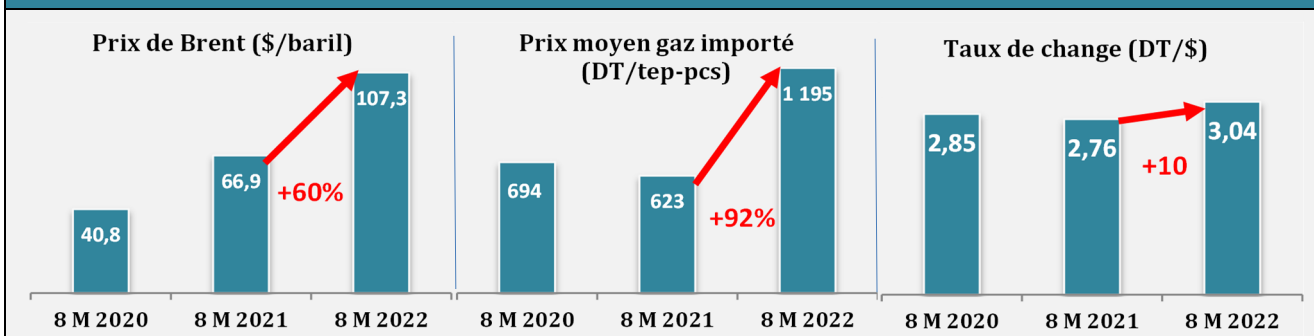
Demande des hydrocarbures



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 août				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	5100	5445	3437	3174	-8%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1973	2620	1322	1139	-14%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	134,7	115	75	-35%	-5%
Gaz naturel	2925	2679	1972	1938	-2%	-3%
<i>Production</i>	1946	1903	1322	1256	-5%	-3%
<i>Redevance</i>	978	776	650	683	5%	-1%
Elec primaire	40	12	28	22	-22%	5%
DEMANDE	9687	5575	6443	6497	1%	1%
Produits pétroliers	4541	2620	2976	3041	2%	1%
Gaz naturel	5106	2944	3439	3434	-0,2%	1%
Elec primaire	40	12	28	22	-22%	5%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4587	-131	-3006	-3323		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5566	-907	-3656	-4006		

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

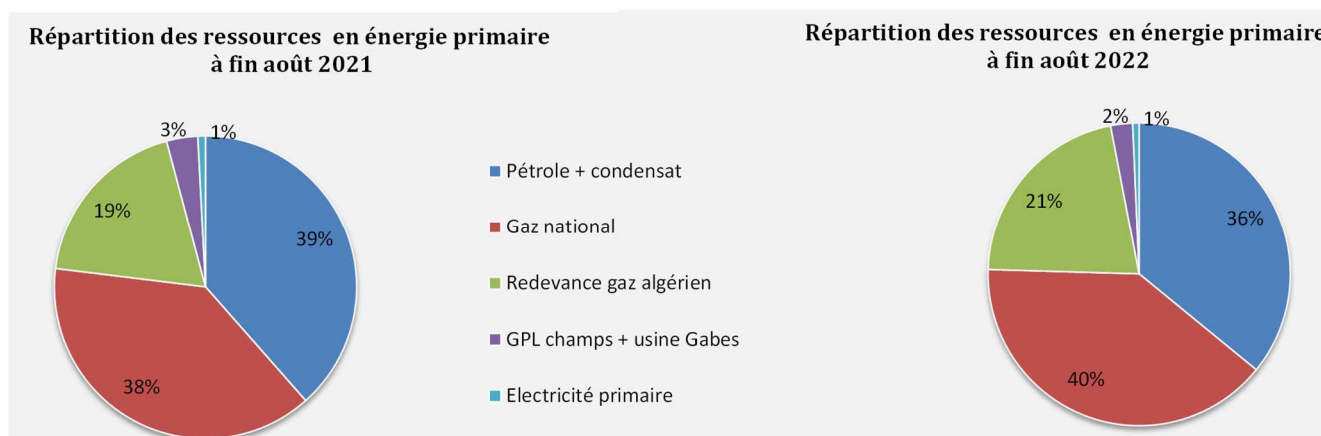
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.2 Mtep** à fin août **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **8%**. 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 **76%** 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.

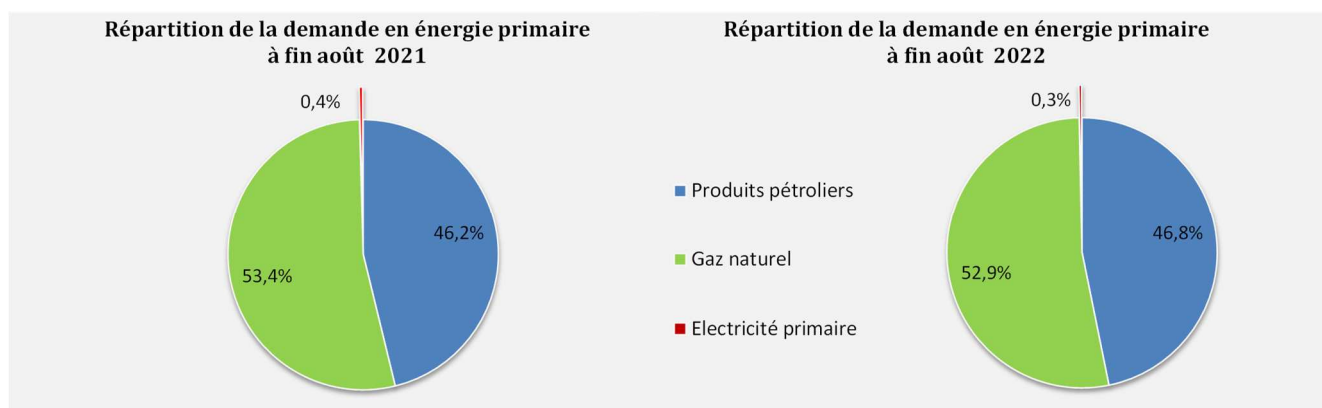
A signaler la hausse de **la redevance sur le transit du gaz algérien** de **5%** à fin août 2022 par rapport à la même période de 2021.



La demande d'énergie primaire a augmenté légèrement de **1%** entre fin août **2021** et fin août **2022** pour passer de **6.4 Mtep** durant les huit premiers mois de **2021** à **6.5 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 **0.2%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien aux 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 août **2021** à **46.8%** à fin août **2022**. Le gaz naturel a légèrement regressé de **53.4%** à fin août **2021** à **52.9%** à fin août **2022**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août **2022**, **un déficit de 3.3 Mtep** contre un déficit enregistré à fin juillet **2021** de **3 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 août **2022** contre **53%** à fin août **2021**.

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

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **11%** à fin août **2022** par rapport à fin août **2021**, cette hausse est due à la baisse de la production des hydrocarbures couplée à l'augmentation de la demande d'énergie primaire.

2

Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES ⁽⁹⁾

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin août			A fin août			A fin août		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				1608	1542	-4%	2143	3634	70%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1004	904	-10%	1027	921	-10%	1357	2206	63%
ETAP	498	608	22%	509	619	22%	686	1308	91%
PARTENAIRES	506	296	-42%	518	301	-42%	671	897	34%
GPL Champs	35	32	-9%	39	35	-9%	54	70	29%
ETAP	20	20	-3%	22	22	-3%	32,6	43	31%
PARTENAIRES	15	12	-17%	16	14	-17%	21,7	27	25%
PRODUITS PETROLIERS	488	420	-14%	490	423	-14%	698	975	40%
Fuel oil (BTS)	328	268	-18%	321	262	-18%	429	621	45%
Virgin naphta	160	152	-5%	168	161	-5%	269	354	32%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				52	163	215%	35	383	-
IMPORTATIONS				5275	5121	-2,9%	5273	9764	85%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	753	620	-18%	770	637	-17%	1125	1618	44%
PRODUITS PETROLIERS	2379	2150	-10%	2330	2135	-8%	3092	5933	92%
GPL	314	367	17%	347	406	17%	507	996	97%
Gasoil ordinaire	731	522	-29%	751	536	-29%	1093	1873	71%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	219	248	13%	225	254	13%	336	807	140%
Jet ⁽⁶⁾	93	137	48%	96	142	48%	152	494	224%
Essence Sans Pb	361	373	3%	377	389	3%	657	1298	97%
Fuel oil (HTS)	138	110	-20%	135	107	-20%	146	187	28%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	524	394	-25%	399	301	-25%	201	279	39%
GAZ NATUREL				2176	2349	8%	1056	2212	110%
Redevance totale ⁽²⁾				650	683	5%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1526	1667	9%	1056	2212	110%

(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

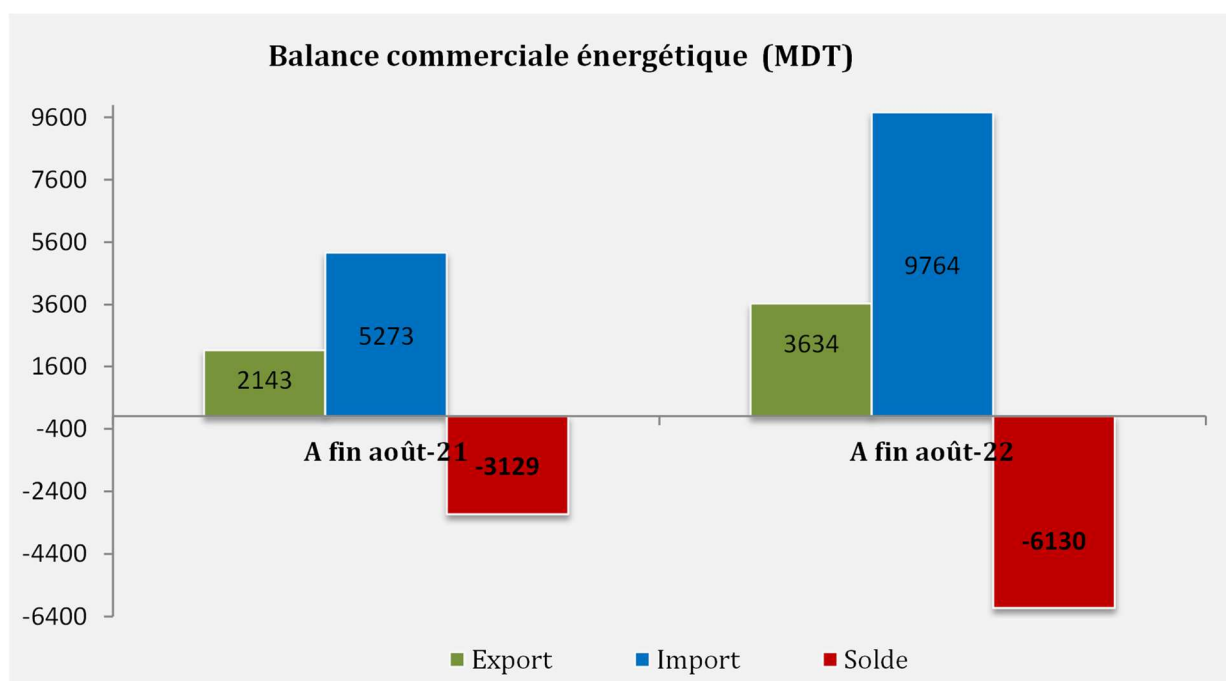
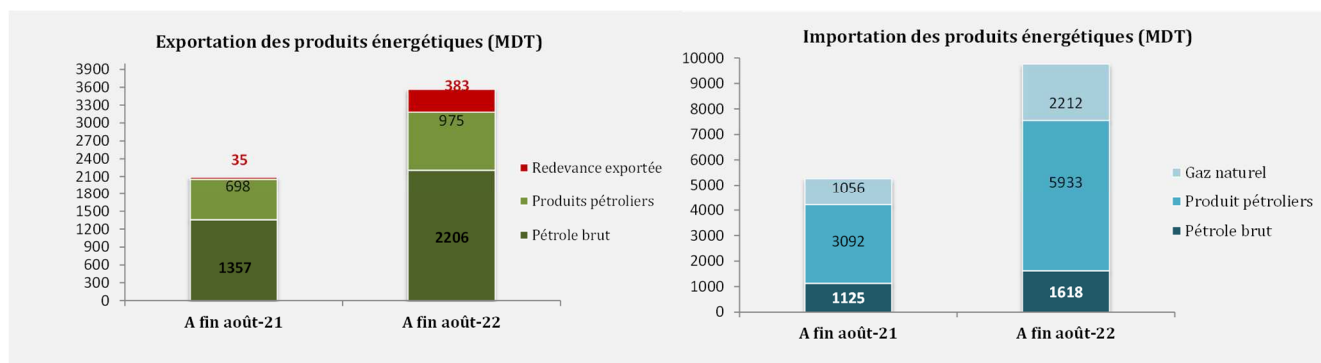
(8) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3

(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 **70%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **85%**. Le déficit de la balance

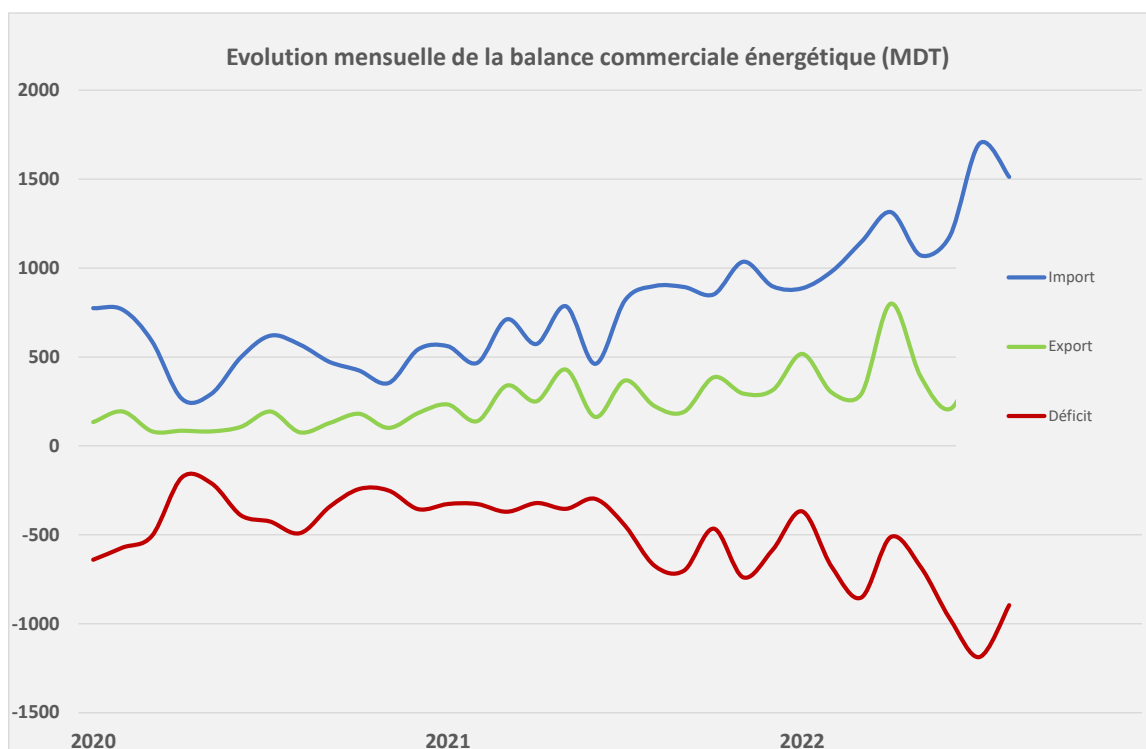
commerciale énergétique est passé de **3129 MDT** à fin août **2021** à **6130 MDT** à fin août **2022**, soit une augmentation de **96%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



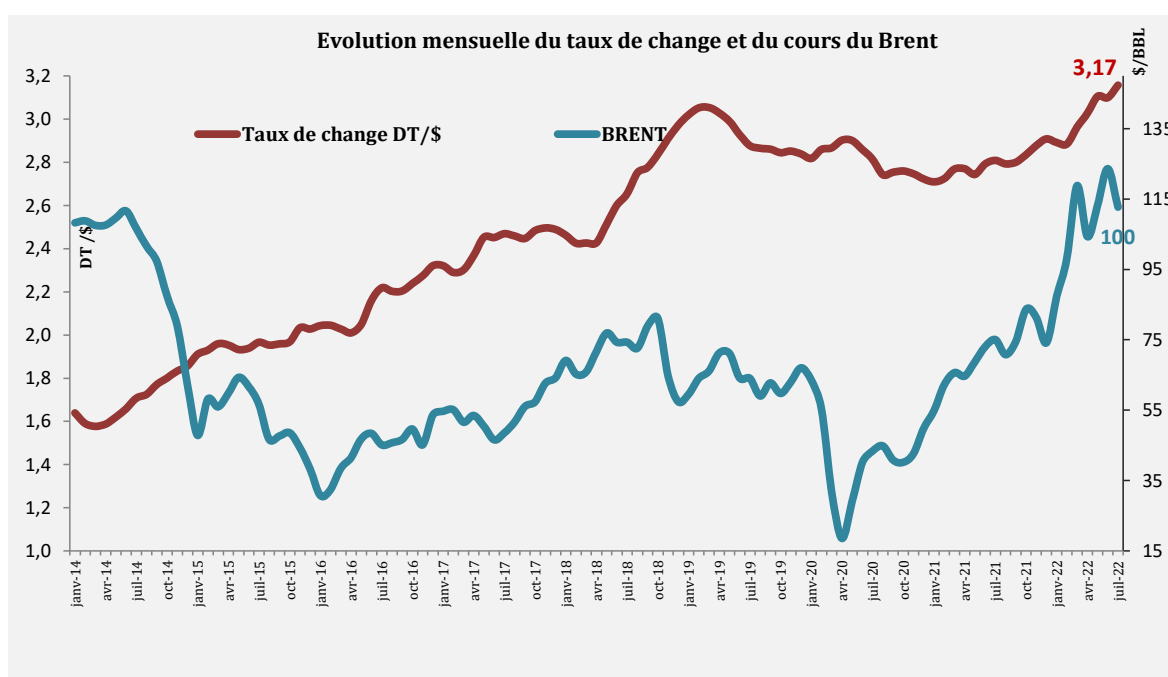
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités échangées, le taux de change \$/DT et les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 légère diminution de **1%** à fin août **2022** par rapport à fin août **2021**.

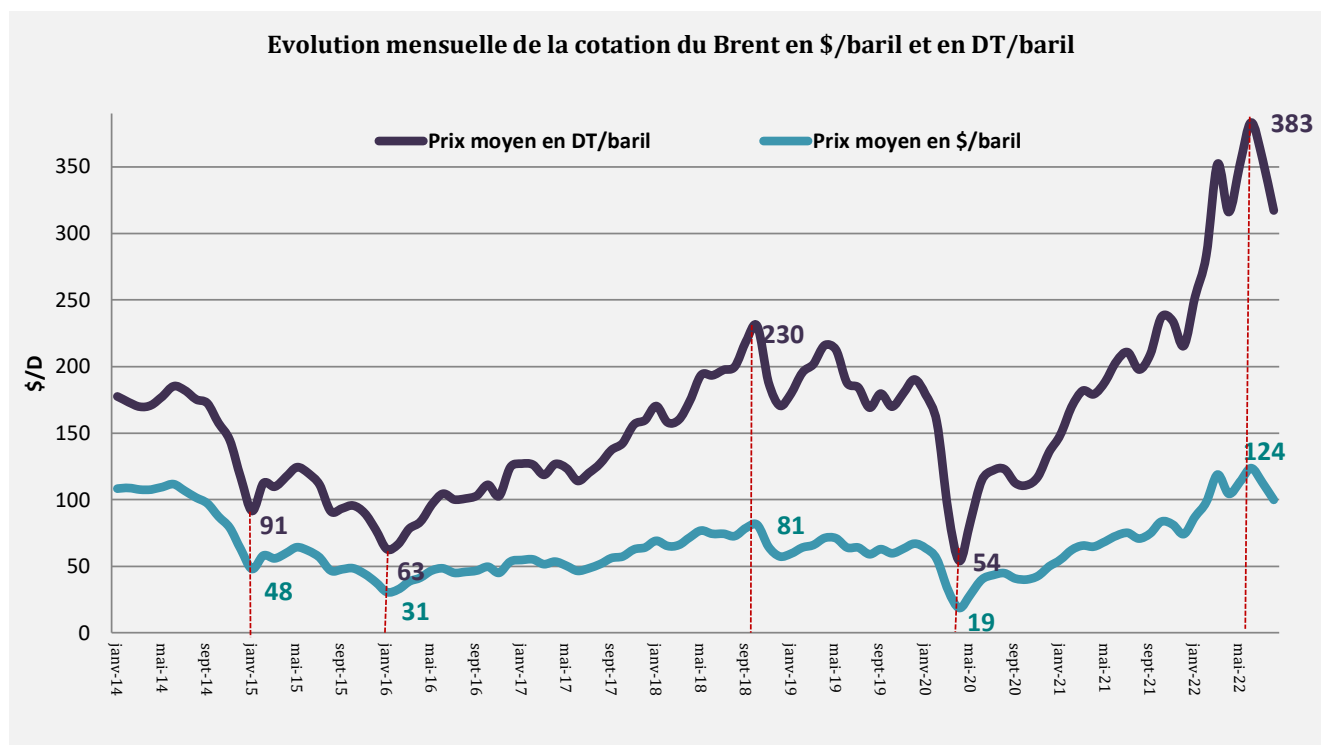
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours des huit premiers mois de **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **40\$/bbl** : **107.3 \$/bbl** à fin août **2022** contre **66.9\$/bbl** à fin août **2021** . La cotation mensuelle du mois d'août **2022** s'est située à **100\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **29 \$/bbl** par rapport à août **2021** et une diminution de **13\$/bbl** par rapport au mois de juillet **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.

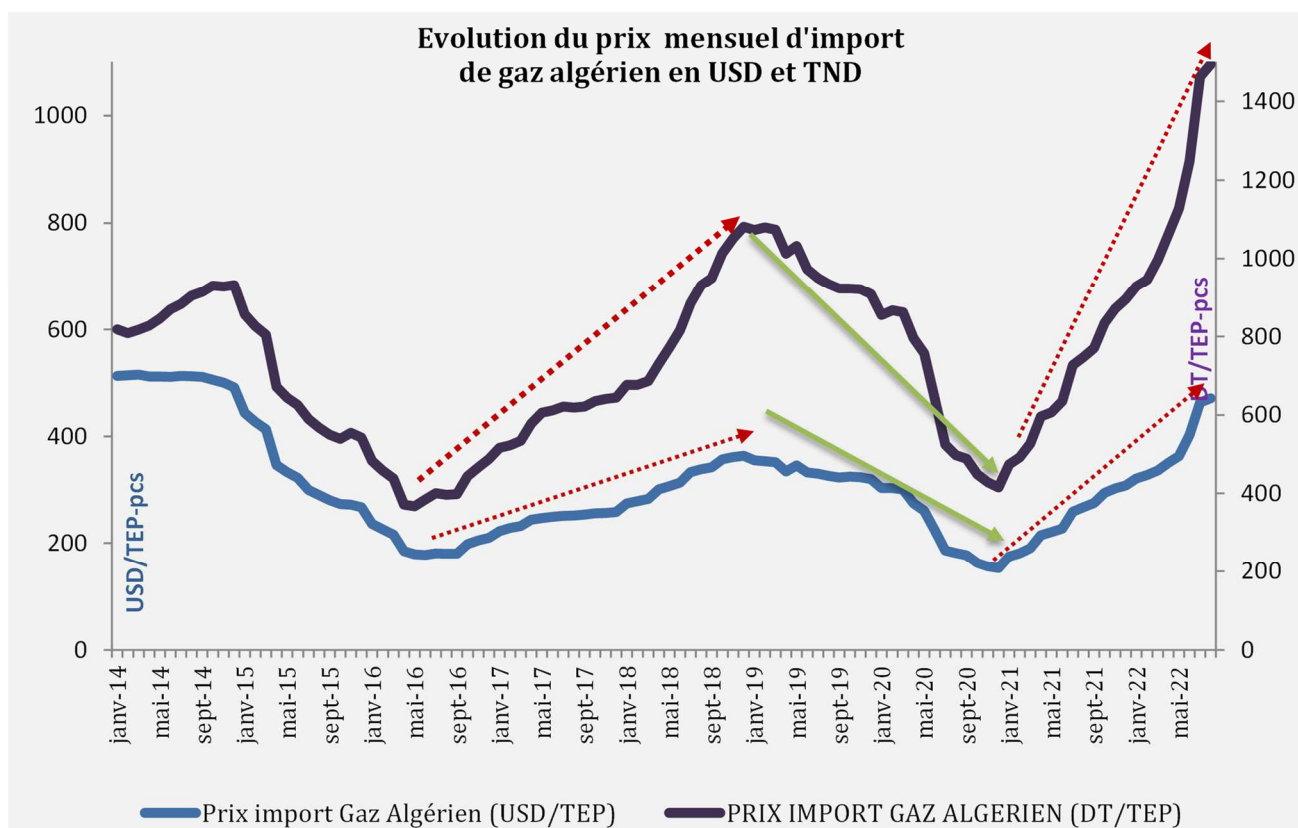


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin août **2021** et fin août **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **63%** : **66.9\$/bbl** contre **107.3 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **10%** entre fin août **2021** et fin août **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 **92%** en DT et de **74%** en \$ entre fin août **2021** et fin août **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**.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **92%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **989 kt** à fin août **2022** (dont **28%** brut local) contre **1066 kt** à fin juillet **2021** (dont **22%** brut local).

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **9%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

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

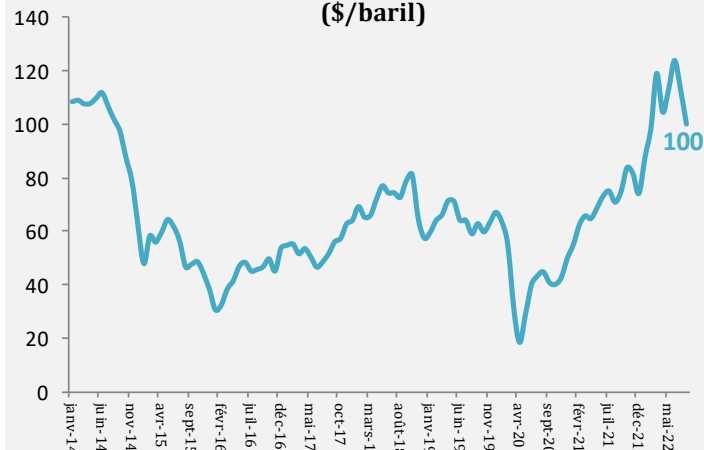
3 Prix de l'énergie

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		
Octobre	40,2	83,7		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel moyen	41,7	70,7		

Evolution mensuelle de la cotation du Brent (\$/baril)

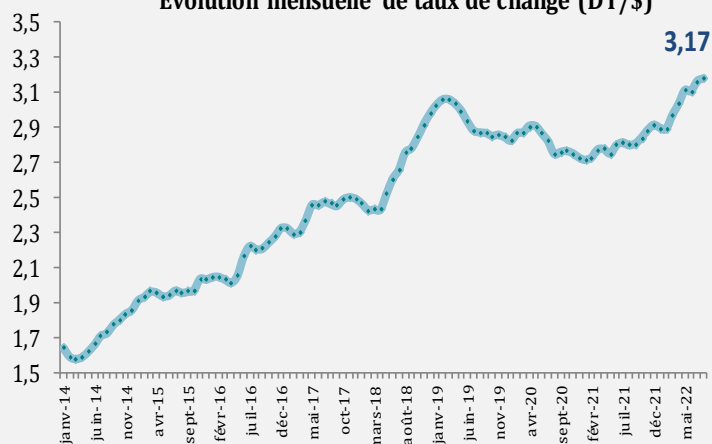


2- Taux de change

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		
Octobre	2,76	2,84		
Novembre	2,75	2,88		
Décembre	2,72	2,91		
Taux annuel moyen	2,81	2,79		

Evolution mensuelle de taux de change (DT/\$)



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

Pétrole Brut (1)	A fin août 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	347	114
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	285	93,51

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin août 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP Gasol ordinaire Gasol S.S. Fuel oil lourd (N°2) HTS GPL domestique GPL (Bouteille 13kg)	Millimes/litre	2685	1343	785	202	2330
	Millimes/litre	3031	1300	323	167	1790
	Millimes/litre	2750	1314	528	168	2010
	DT/ t	1707	846	140	44	1030
	Millimes/ kg	2713	214	75	304	592
	DT/ Bouteille	35,26	2,782	0,970	3,948	7,7

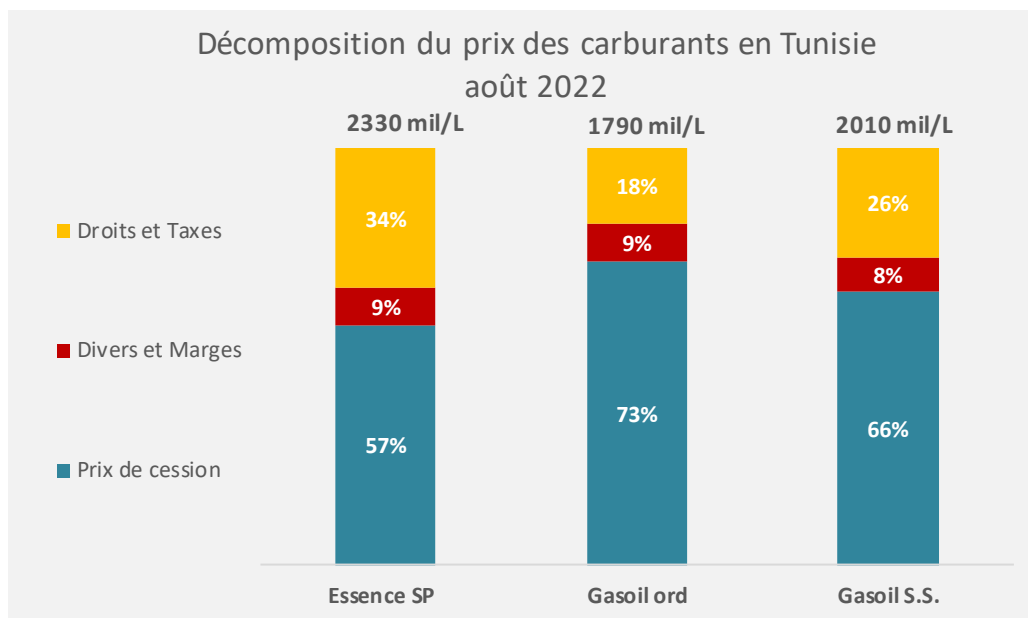
(1) Prix moyen pondéré

(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 14/04/2022

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



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		
	Année 2021	Fin août 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1195
Coût de revient moyen	723,2	801,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-107,2	-192,8

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

(2) provisoire

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		
	Année 2020	Année 2021
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

1 Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2021	A fin août		
		2021	2022	Var (%)
El borma	221	149	136	-9%
Ashtart	212	144	144	1%
Hasdrubal	97	60	56	-7%
Adam	123	81	63	-22%
M.L.D	82	61	51	-17%
El Hajeb/Guebiba	134	88	80	-9%
Cherouq	76	53	42	-20%
Miskar	64	46	43	-7%
Cercina	69	45	36	-21%
Barka	71	52	17	-66%
Franig/Bag/Tarfa	43	28	33	15%
Ouedzar	56	38	30	-21%
Gherib	39	21	47	124%
Nawara	77	49	43	-12%
Halk el Manzel	274	185	74	-60%
Autres	277	181	218	20%
TOTAL pétrole (kt)	1 917	1 280	1 113	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 958	1 307	1 138	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 932	1 294	1 114	-14%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 973	1 322	1 139	-14%
TOTAL GPL primaire (kt)	148	105	68	-35%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	115	75	-35%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 079	1 399	1 182	-16%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 135	1 437	1 213	-16%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1113 kt** à fin août **2022** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin août **2021**. Cette baisse a touché laplupart des princiapux

champs à savoir Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en 2021 (-60%), Baraka (-66%), Hasdrubal (-7%), Nawara (-12%), Adam (-22%), Cercina (-21%), El borma (-9%) et M.L.D (-17%)
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+124%), Franig/Bag/Tarfa (+15%) et ashtart (+1%).

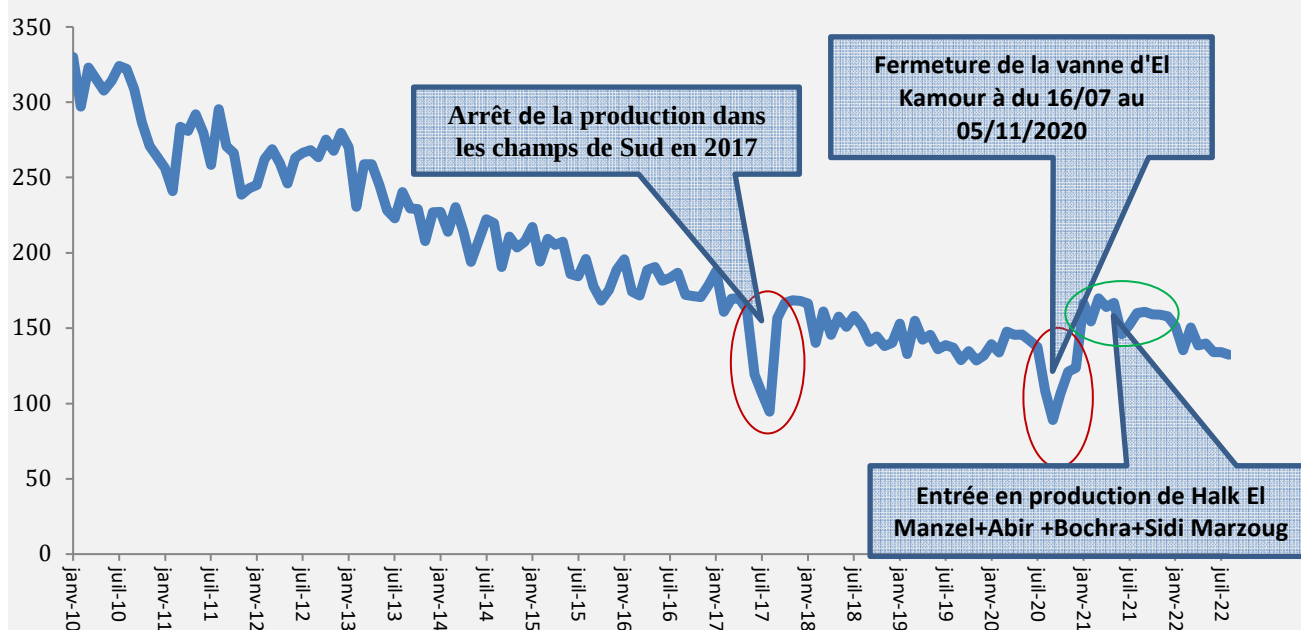
Il convient de noter :

- **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 53%, 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.
- **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** : Arrêt de la production depuis le 10 septembre 2021 suite à l'arrêt réglementaire pour entretien triennal, reprise de la production durant le mois d'août 2022.
- **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

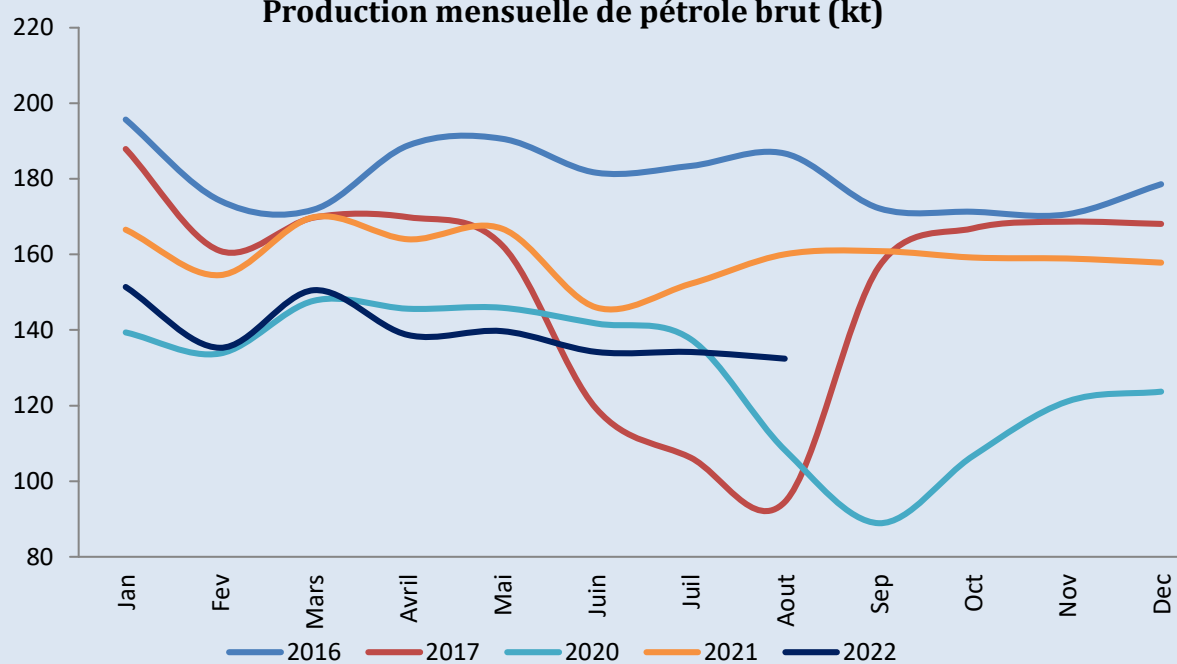
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.4** mille barils/j à fin août **2021** à **35.5** mille barils/j à fin août **2022**.

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 août				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 925	2 679	1 972	1 938	-2%	-3%
Production nationale	1 946	1 903	1 322	1 256	-5%	-3%
Miskar	474	920	336	309	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	286	222	187	192	3%	-1%
Gaz Chergui	160	158	111	89	-20%	-5%
Hasdrubal	242	371	151	132	-13%	-8%
Maamoura et Baraka	61	14	44	12	-73%	-1%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	218	78	142	82%	-4%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	415	380	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	776	650	683	5%	-1%
Achats	2 295	619	1 526	1 667	9%	9%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 250	2977	2191	2154	-2%	-3%
Production nationale	2 162	2114	1469	1396	-5%	-3%
Miskar	527	1022	373	344	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	317	246	208	213	3%	-1%
Gaz Chergui	178	176	124	98	-20%	-5%
Hasdrubal	269	412	168	147	-13%	-8%
Maamoura et Baraka	68	15	49	13	-73%	-1%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	243	87	158	82%	-4%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	461	422	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	863	722	758	5%	-1%
Achats	2 550	688	1695	1852	9%	9%

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

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

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

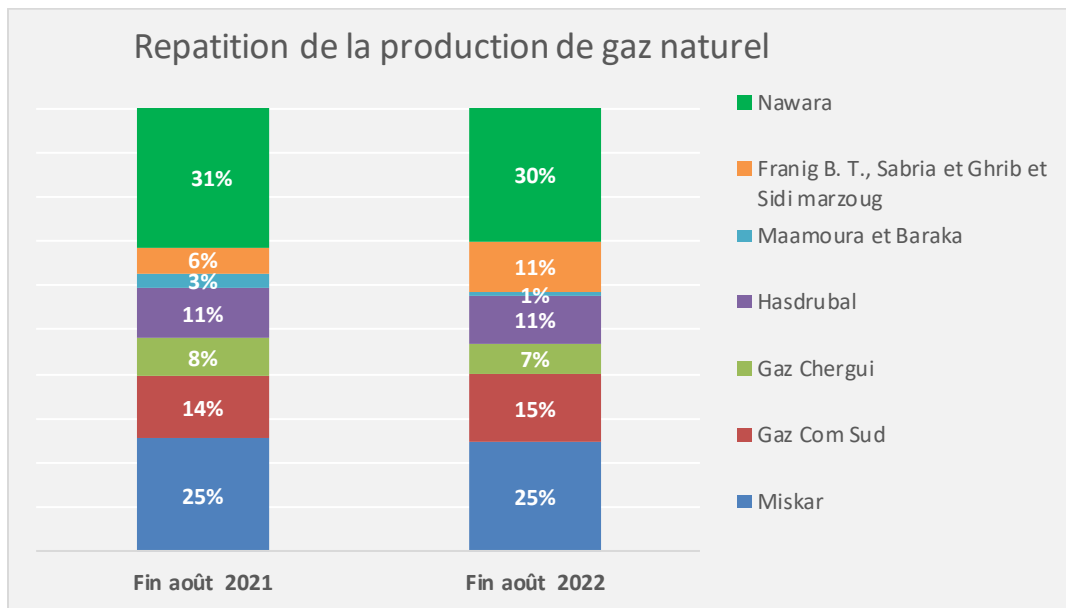
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

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

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien durant le mois du juin 2022 d'une quantité de 6,5 million de Cm3 et qui est en cours de regularisation par deduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1938 ktep**, à fin août **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **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 août **2021** et à fin août **2022**.

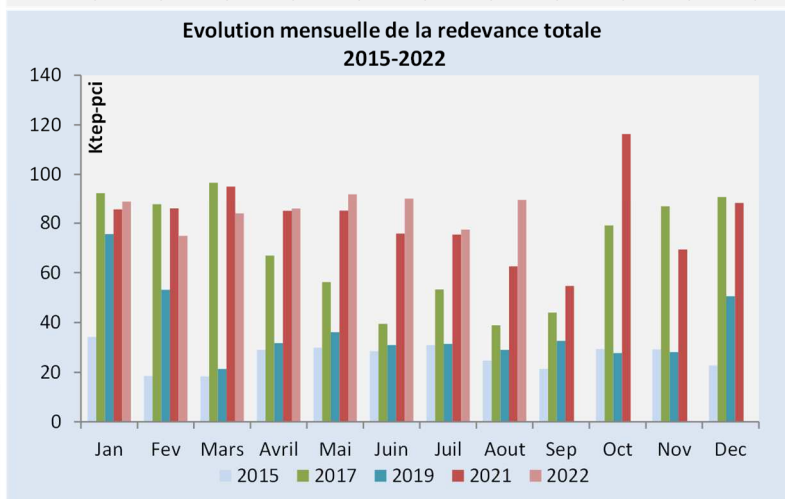
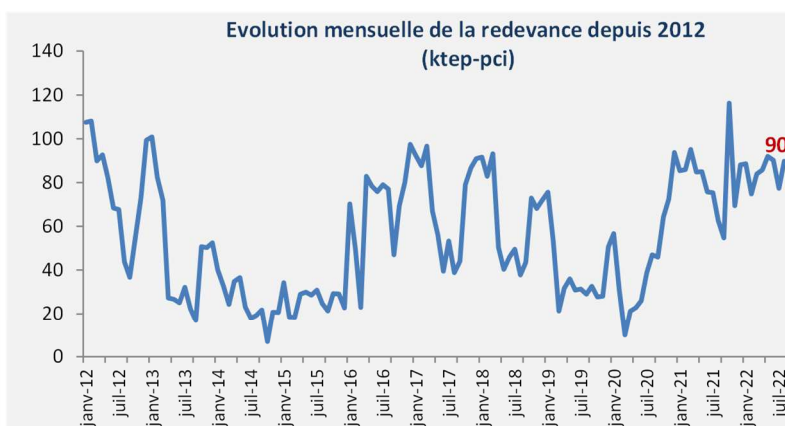
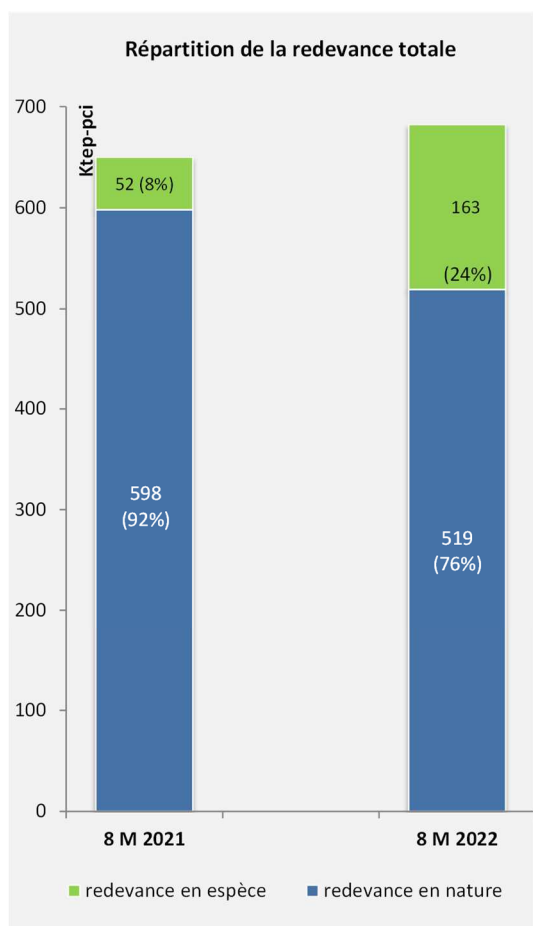


Il convient de noter :

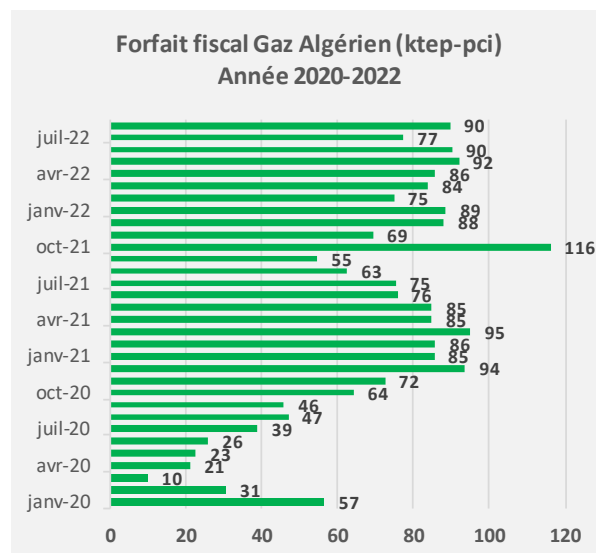
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **13%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **3%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **8%**. Fin de validité de la concession le **8 juin 2022 (100% Shell)**, exploitation par l'ETAP à partir du **9 juin 2022**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **73%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**5%**) à fin août **2022** par rapport à fin août **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 (**76%**).

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**.

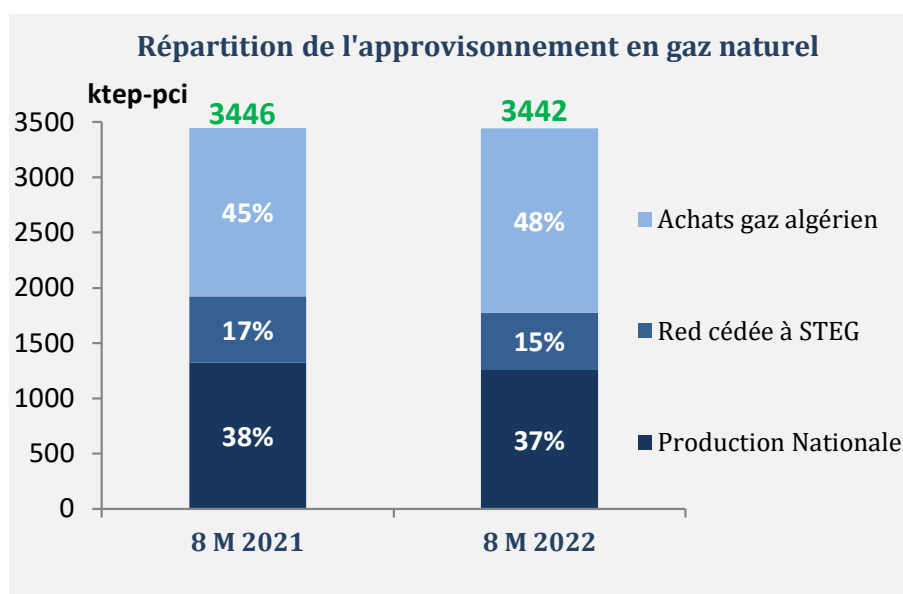


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **9%**, entre fin août **2021** et fin août **2022**, pour se situer à **1667 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 août **2021** et fin août **2022** pour se situer à **3442** 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 **37%**.
2. Baisse de la part de 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 août			Remarques
	2021 (a)	2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	19	29	48%	
Essence Sans Pb	53	74	40%	
Petrole Lampant	16	12	-25%	
Gasoil ordinaire	439	408	-7%	
Fuel oil BTS	349	304	-13%	
Virgin Naphta	185	156	-15%	
White Spirit	6	4	-30%	
Total production STIR	1067	987	-8%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-9%	(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	243	238	-2%	
Jours de fonctionnement du Platforming	136	209	54%	

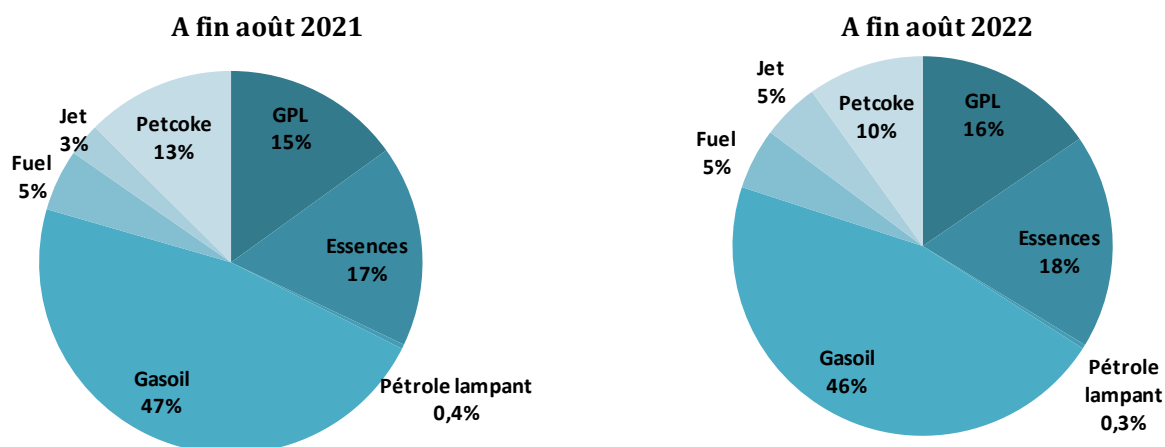
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin août				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	349,3	447	468	5%	2%
Essences	787	329,9	506	553	9%	4%
Essence Super	0	1,5	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	328,4	497	543	9%	4%
Essence premium	14	0	9	11	26%	-
Pétrole lampant	17,6	45,0	11,5	10	-12%	-12%
Gasoil	2125	1265,3	1396	1392	0%	1%
Gasoil ordinaire	1713	1187,7	1132	1073	-5%	-1%
Gasoil SS	405	77,6	259	313	21%	12%
Gasoil premium	7	0	4	5	18%	-
Fuel	233	257,3	154	157	2%	-4%
STEG & STIR	31	5,5	21	18	-17%	10%
Hors (STEG & STIR)	202	251,8	133	139	5%	-5%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	6	13	117%	18%
Jet	134	160,3	83	149	79%	-1%
Coke de pétrole	553	216,9	372	299	-20%	3%
Total	4541	2626	2976	3041	2%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4499	2618	2948	3010	2%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin août **2021** et fin août **2022**, une hausse de **2%** pour se situer à **3041** 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 **9%**, du jet de **79%** et du GPL de **5%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une baisse de **20%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin août **2021** et fin août **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 **13%** à **10%**.

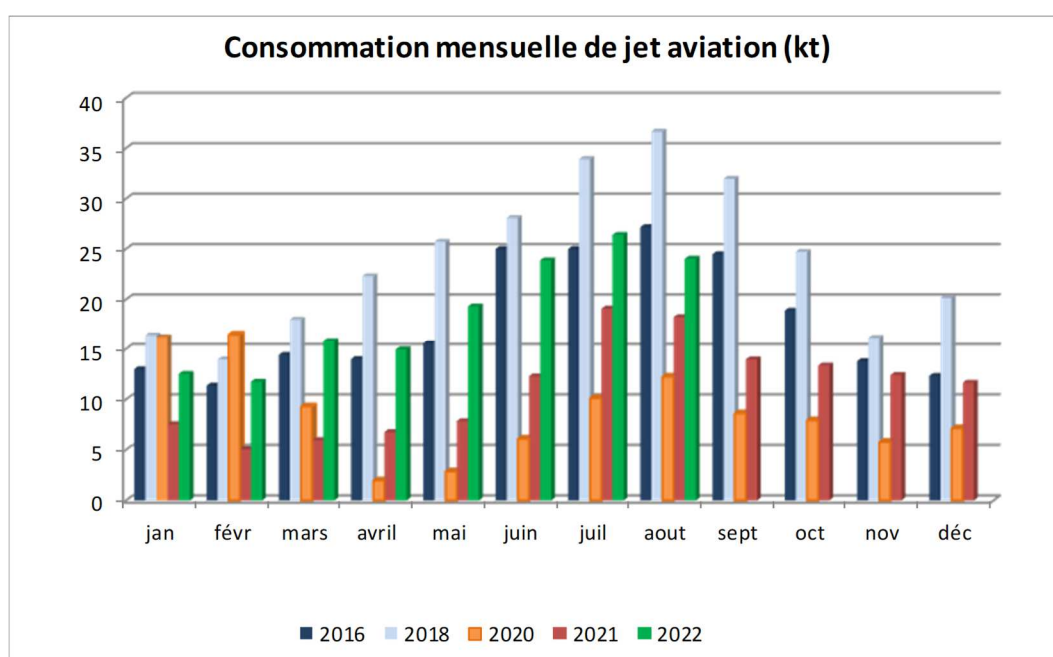


La consommation de carburants routiers a enregistré entre les huit premiers mois de **2021** et les huit premiers mois de **2022**, une hausse de **2%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

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

La consommation de coke de pétrole a diminué de **20%** entre fin août **2021** et fin août **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 **79%** à fin août **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

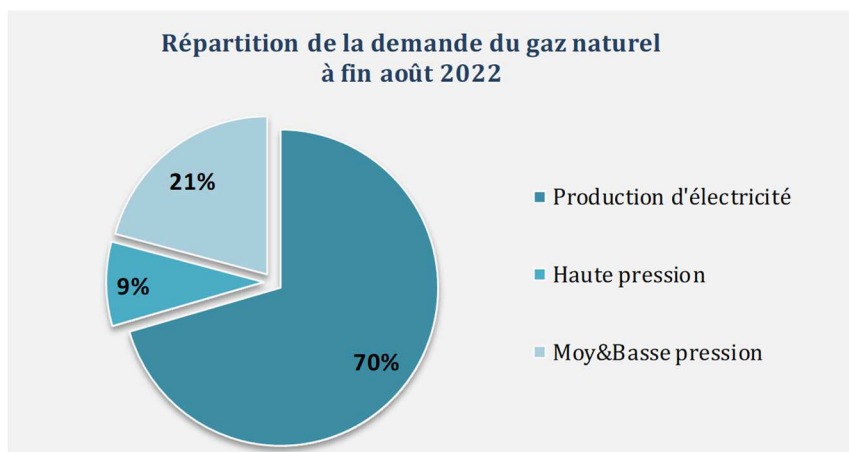
	Réalisé 2021	A fin août				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 106	2 980	3 439	3 434	-0,2%	1%
Production d'électricité	3 762	2 194	2 585	2 421	-6%	1%
Hors prod élec	1 344	786	854	1 013	19%	2%
Haute pression	301	257	178	296	66%	1%
Moy&Basse pression	1 043	529	676	717	6%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 673	3 311	3 822	3 816	-0,2%	1%
Production d'électricité	4 180	2 438	2 873	2 690	-6%	1%
Hors prod élec	1 493	873	949	1 125	19%	2%
Haute pression	334	285	198	329	66%	1%
Moy&Basse pression	1 159	588	751	796	6%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une quasi stabilité entre fin août **2021** et fin août **2022** pour se situer à **3434 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **6%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **19%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**70%** de la demande totale à fin août **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 **19%** pour se situer à **1013 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **6%** et celle des clients haute pression a augmenté de **66%**.

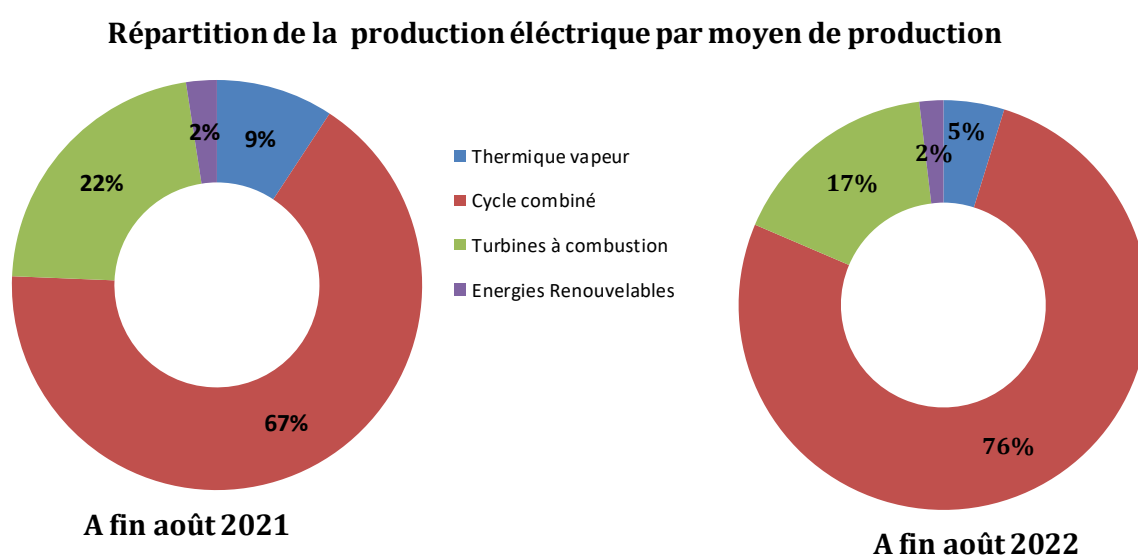
Cette forte augmentation au niveau des clients HP est due essentiellement à la relance des activités économiques et la substitution partielle du petcoke par le gaz naturel pour certaines cimenteries.



La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **5%** entre fin août **2021** et fin août **2022** pour se situer à **203.5** 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 août **2021** à **76%** à fin août **2022**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Août		A fin août	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	2
Nb permis abandonnés	5	0	0	4	0
Nb total des permis	19	20	21	20	21
Nb de forages explo.	2	0	0	0	0
Nb forages développ.	4	0	0	1	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin août **2022**, est de **21** dont **14** permis de recherche et **7** permis de prospection. Le nombre total de concessions est de **57** 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**.

Exploration

Acquisition sismique à fin août 2022

- Pas de nouvelle opération d'acquisition à fin août **2022**.

Forage d'exploration à fin août 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin août **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 actuelle : 4945 m. Forage en cours.
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 août 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	Tarfa -8	Tarfa	15/02/2022	3008	Forage en cours

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 en cours

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

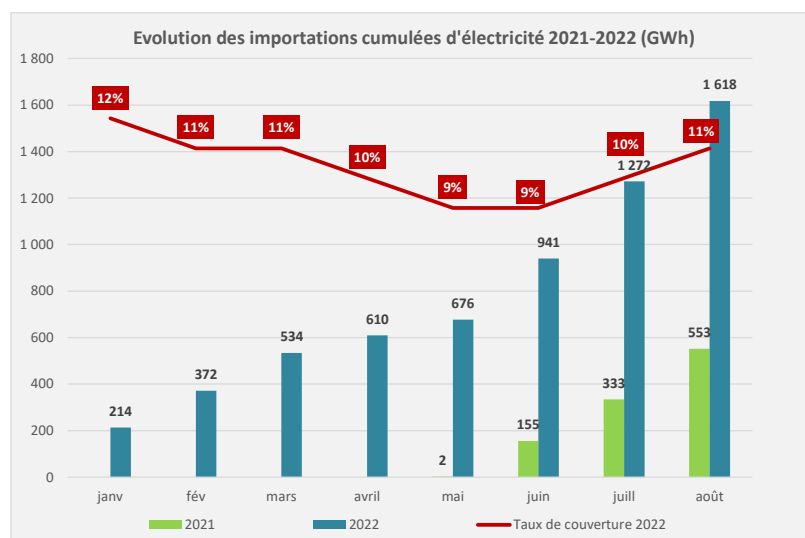
Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin août				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16785	7 741	11 556	12761	10%	4%
FUEL + GASOIL	0	3	0,37	0,16	-56%	-22%
GAZ NATUREL	16319	7604	11223	12509	11%	4%
HYDRAULIQUE	28	41	24	12	-49%	-10%
EOLIENNE	425	93,2	301	220	-27%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	12	0	7	20	182%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	2258	2178	706	-68%	-9%
ACHAT TIERS	162	51	103	103	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	20085	10 050	13 837	13 570	-2%	3%
Echanges	28	19	26	-21	-179%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	553	1618	193%	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	61	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21113	10048	14354	15168	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.

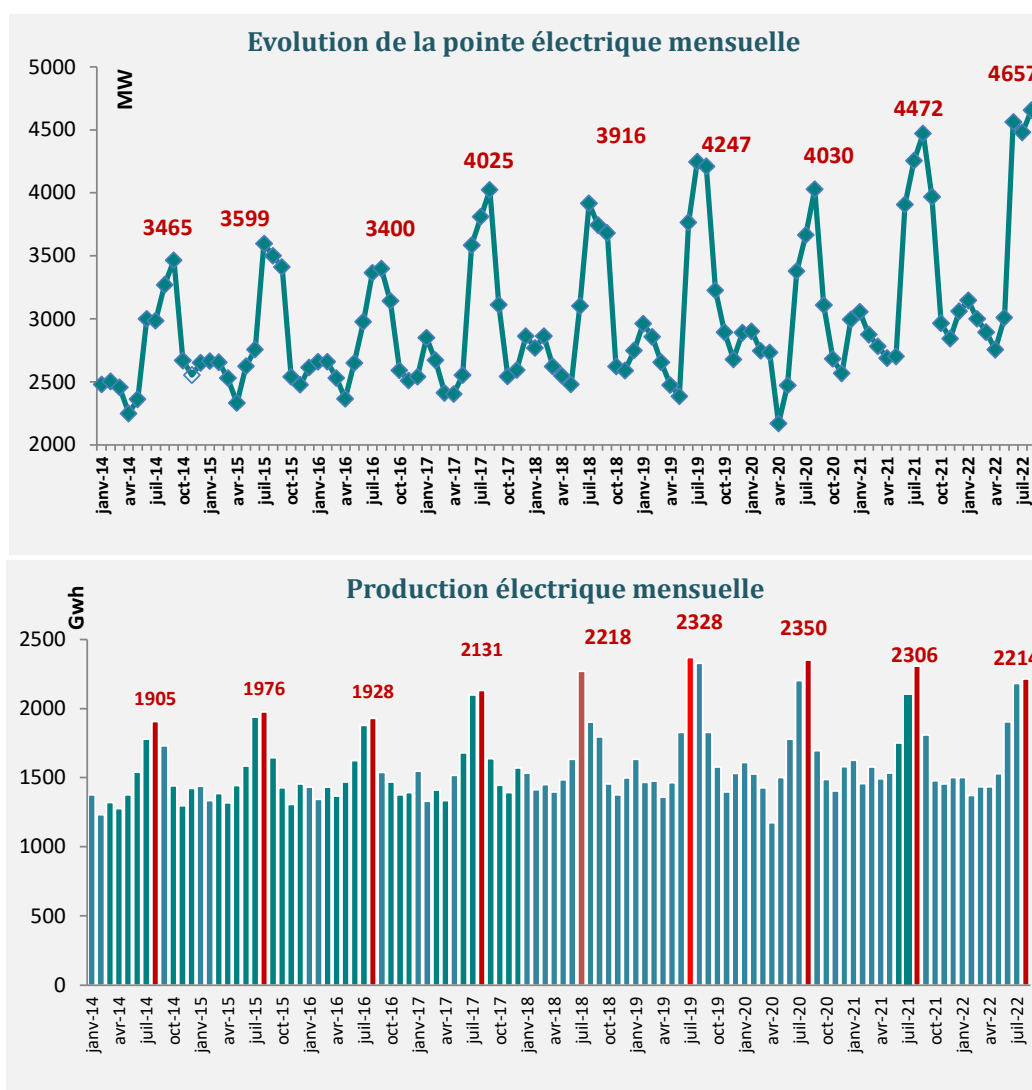
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

La production totale d'électricité a enregistré, à fin août **2022**, une diminution de **2%** pour se situer à **13 570 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **13 837 GWh** à fin août **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.



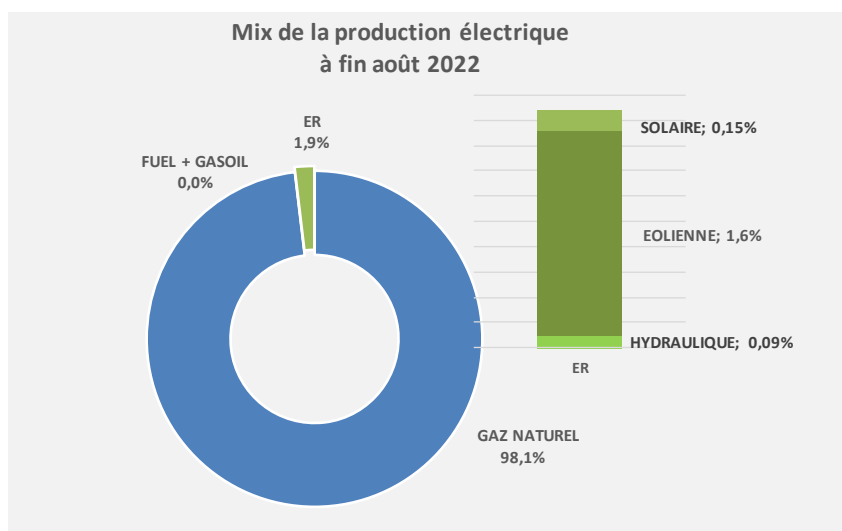
La pointe a enregistré une hausse de **4%** pour se situer à **4657 MW** à fin août **2022** contre **4472 MW** à fin août **2021**. Un nouveau record national a été enregistré, durant août **2022** (4657) dépassant ainsi celui du lundi 27 juin **2022** (4563 MW).

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 **94%** de la production nationale à fin août **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 **1.9%** (en tenant

compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin août **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

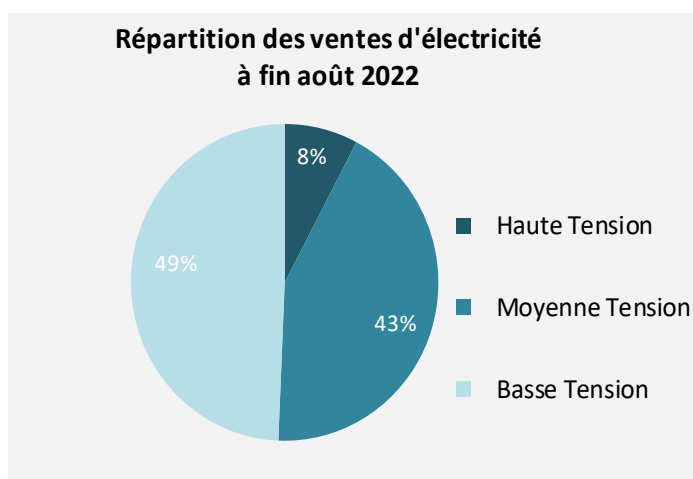
Unité: GWh

	Réalisé 2021	A fin août				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	859	908	853	-6%	-0,1%
Moyenne tension	6777	4063	4488	4747	6%	1%
Basse tension	8249	3614	4962	5453	10%	3%
TOTAL VENTES **	16383	8 536	10 358	11 052	7%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **7%** entre fin août **2022** et fin août **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

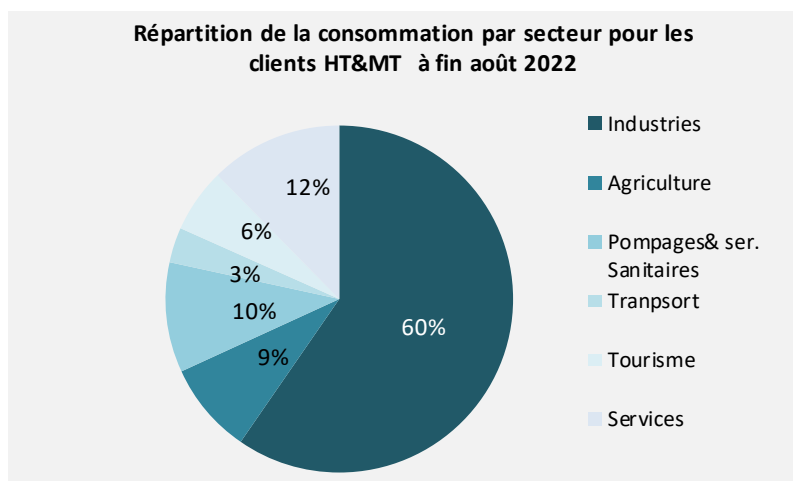


bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

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

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+55%), le papier et l'édition (+9%), et des industries du textile et de l'habillement (+10%).

Contre une baisse des ventes des industries de matériaux construction et des industries alimentaires et du tabac (6%), ainsi que les industries extractives (-1%).



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin août 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 + deux projets de (10 +1MW) 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	146 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.