

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, juillet 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

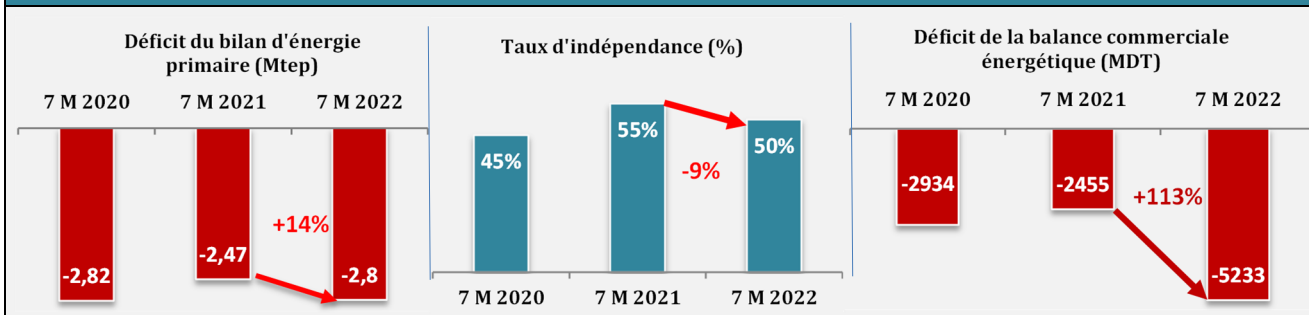
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



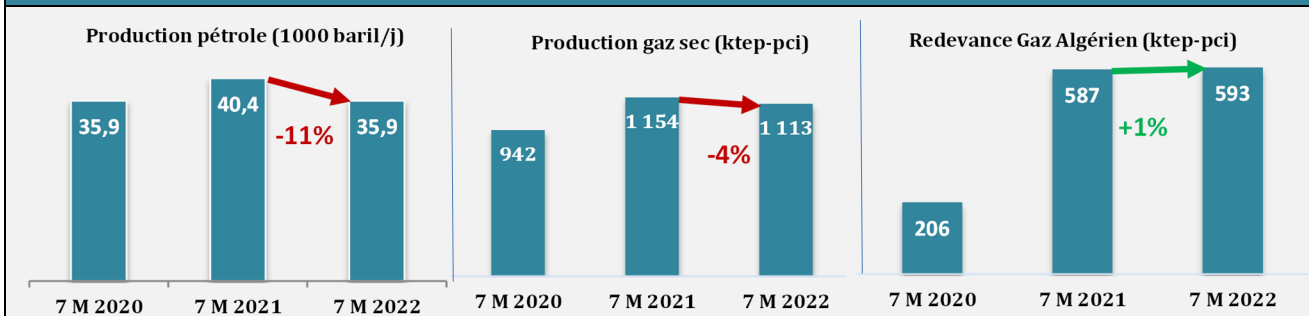
Date de la publication : 06/09/2022

Faits marquants des sept premiers mois de 2022

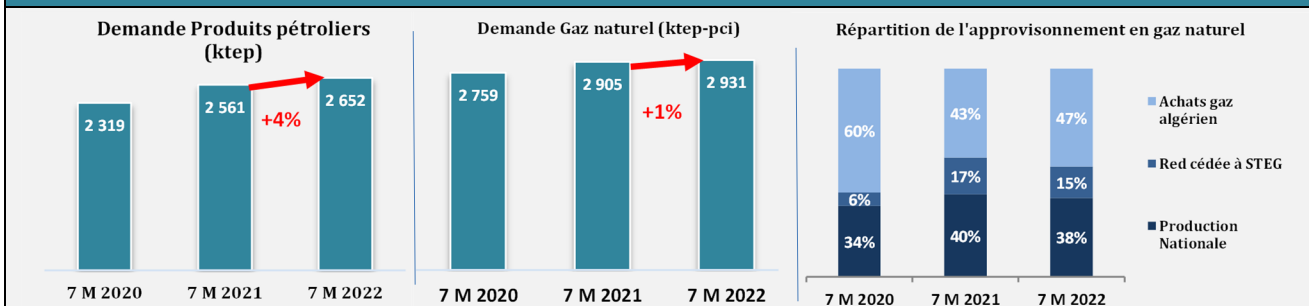
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



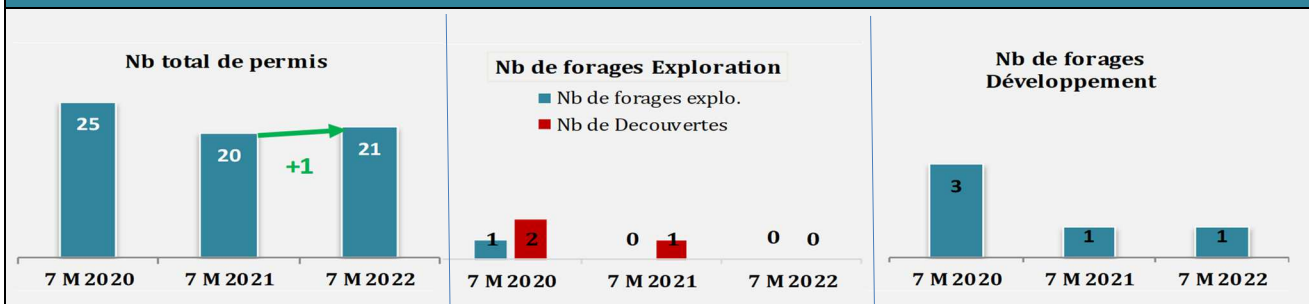
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



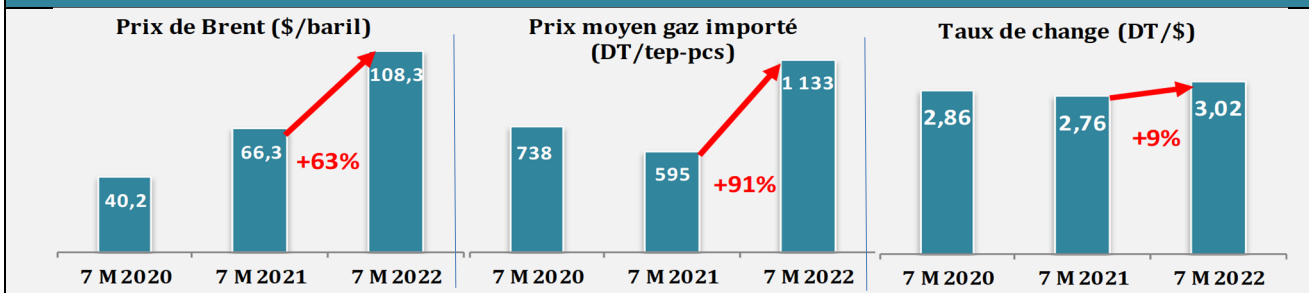
Demande des hydrocarbures



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 juillet				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	5088	4772	3023	2794	-8%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	2286	1157	1006	-13%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	113,7	99	64	-36%	-5%
Gaz naturel	2925	2362	1742	1705	-2%	-3%
Production	1946	1652	1154	1113	-4%	-3%
Redevance	978	710	587	593	1%	-1%
Elec primaire	40	10	26	19	-27%	5%
DEMANDE	9687	4795	5492	5601	2%	1%
Produits pétroliers	4541	2276	2561	2652	4%	1%
Gaz naturel	5106	2508	2905	2931	1%	1%
Elec primaire	40	10	26	19	-27%	5%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4599	-24	-2468	-2807		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5577	-734	-3056	-3400		

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

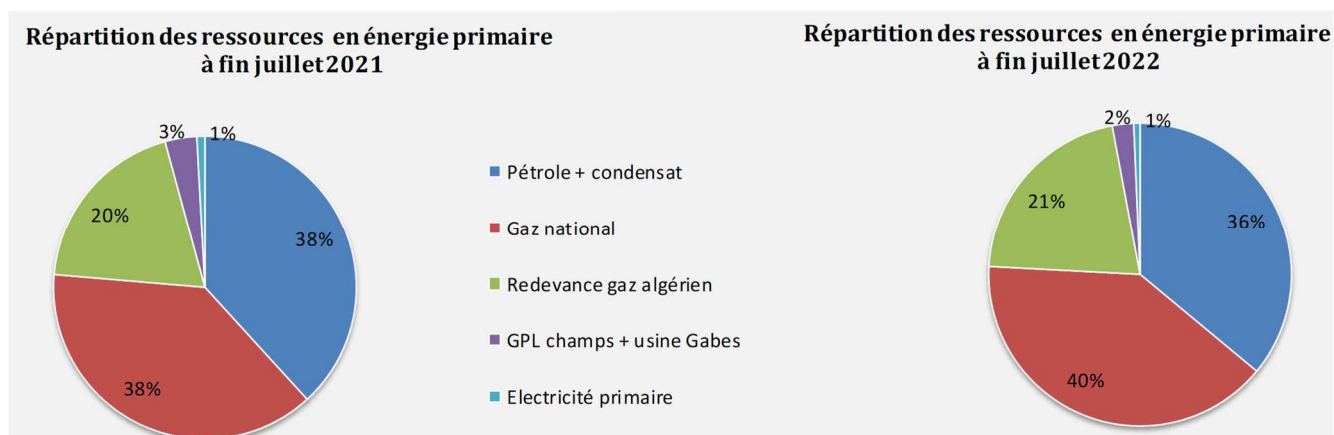
(2) GPL champs hors Franig/Baguel/terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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 **2.8 Mtep** à fin juillet **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.

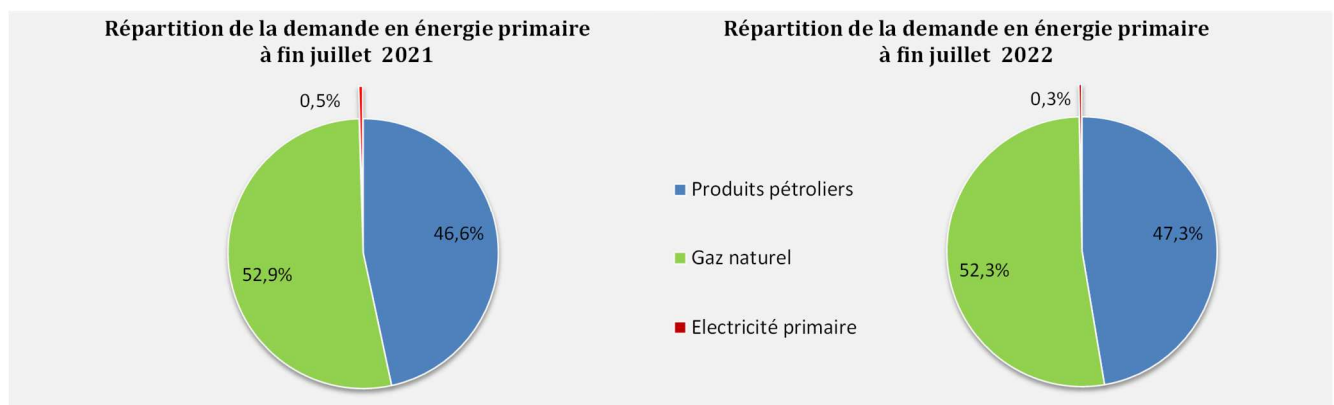
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **76%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.



La demande d'énergie primaire a augmenté de **2%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022** pour passer de **5.5 Mtep** durant les sept premiers mois de **2021** à **5.6 Mtep** durant la même période de **2022**: la demande du gaz naturel a augmenté de **1%** et celle des produits pétroliers a augmenté de **4%**.

A signaler que la demande du gaz naturel a augmenté de **1% seulement** suite à **la limitation des achats du gaz algérien aux contractuels**. Et pour faire face et couvrir la totalité de 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 **46.6%** à fin juillet **2021** à **47.3%** à fin juillet **2022**. Le gaz naturel a légèrement regressé de **53%** à fin juillet **2021** à **52.3%** à fin juillet **2022**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet **2022**, **un déficit de 2.8 Mtep** contre un déficit enregistré à fin juillet **2021** de **2.5 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 juillet **2022** contre **55%** à fin juillet **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** à fin juillet **2022** contre **44%** à fin juillet **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **14%** à fin juillet **2022** par rapport à fin juillet **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 ⁽¹⁾

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				1468	1452	-1%	1920	3015	57%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	900	801	-11%	921	899	-2%	1208	1809	50%
ETAP	473	530	12%	484	622	29%	652	1126	73%
PARTENAIRES	427	271	-37%	437	277	-37%	557	683	23%
GPL Champs	29	26	-12%	33	29	-12%	41	58	39%
ETAP	16	15	-6%	18	17	-6%	22,5	34	51%
PARTENAIRES	13	11	-19%	14	12	-19%	18,7	23	25%
PRODUITS PETROLIERS	438	371	-15%	439	372	-15%	620	872	41%
Fuel oil (BTS)	298	243	-18%	292	238	-18%	388	566	46%
Virgin naphta	140	127	-9%	147	134	-9%	233	306	31%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				75	151	102%	50	277	451%
IMPORTATIONS				4497	4396	-2,2%	4375	8248	89%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	628	557	-11%	642	572	-11%	928	1448	56%
PRODUITS PETROLIERS	2068	1865	-10%	2022	1848	-9%	2624	5059	93%
GPL	285	333	17%	315	368	17%	451	929	106%
Gasoil ordinaire	607	427	-30%	623	439	-30%	885	1541	74%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	187	218	16%	192	224	16%	283	695	146%
Jet ⁽⁶⁾	62	110	78%	64	114	78%	98	395	303%
Essence Sans Pb	333	312	-6%	348	326	-6%	600	1071	79%
Fuel oil (HTS)	122	110	-10%	119	107	-10%	128	187	46%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	472	356	-25%	360	271	-25%	179	240	34%
GAZ NATUREL				1833	1975	8%	823	1740	112%
Redevance totale ⁽²⁾				587	593	1%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1245	1382	11%	823	1740	112%

(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 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)

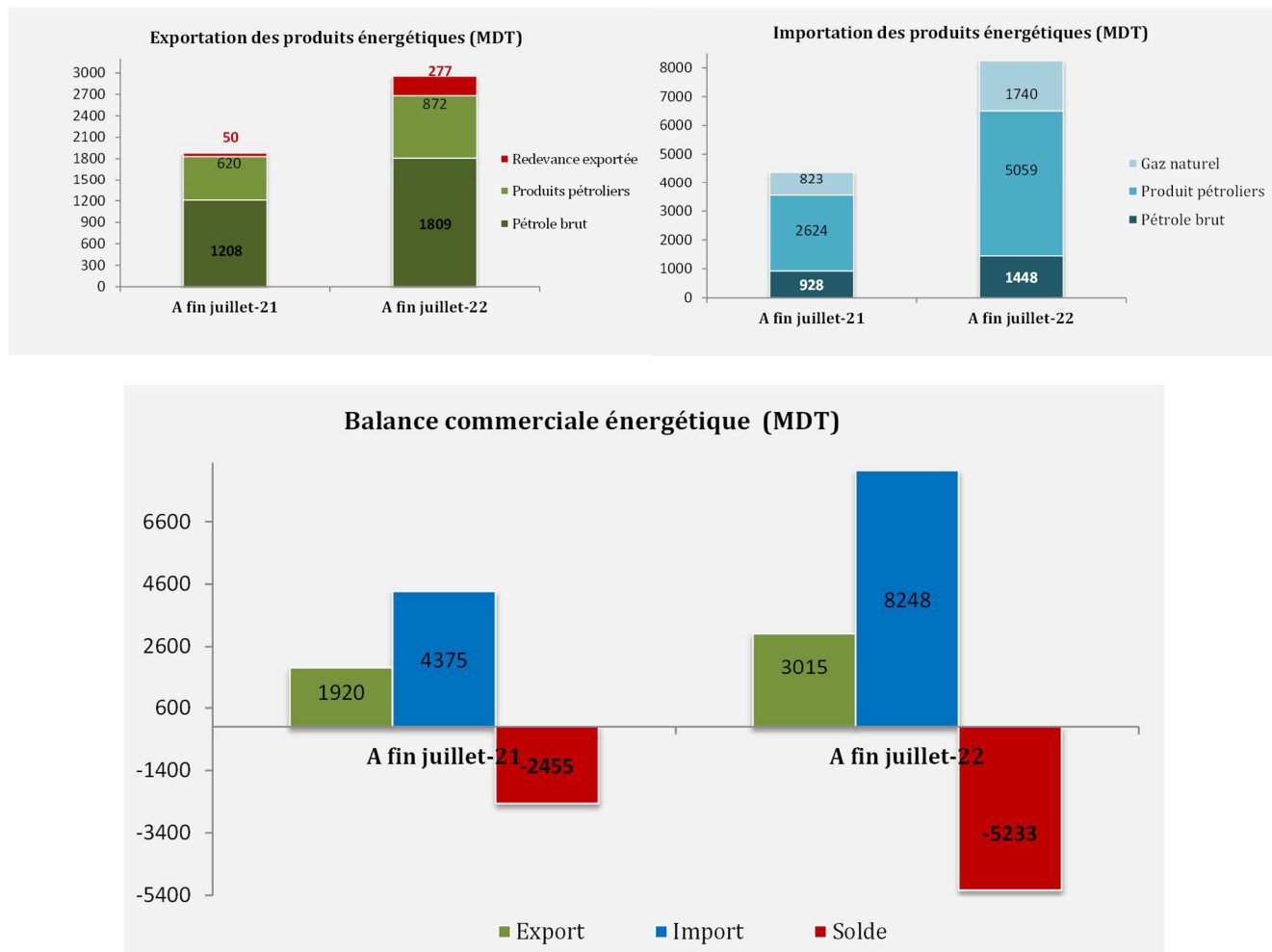
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

(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 et qui est en cours de régularisation par deduction de la redevance reexportée

(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.

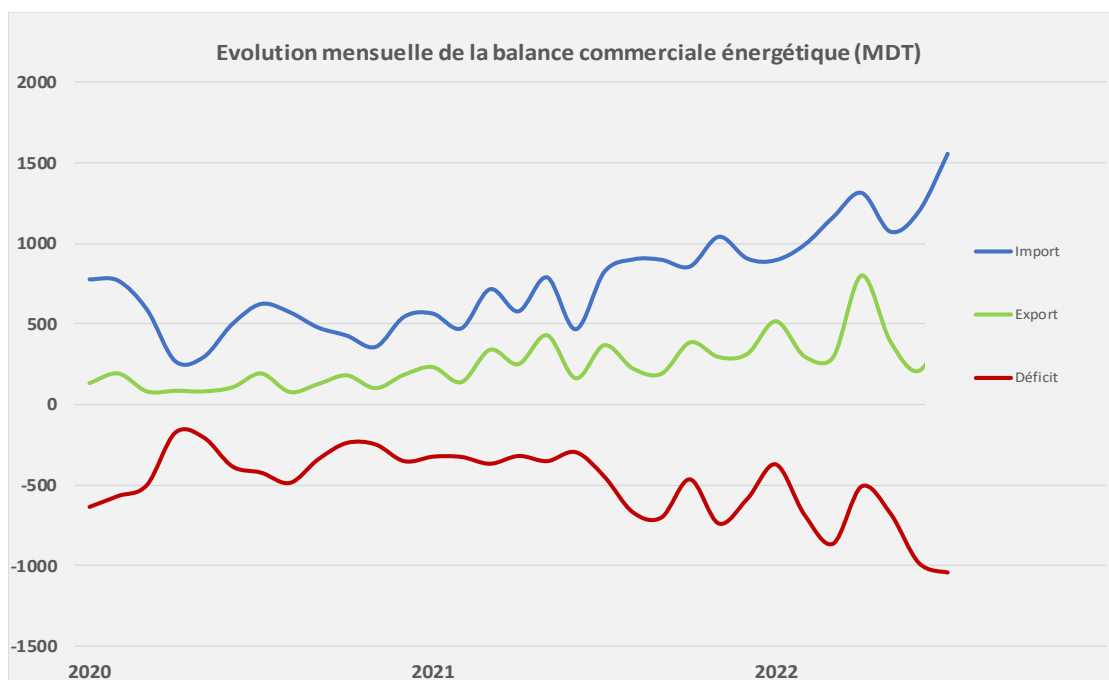
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **57%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **89%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **2455 MDT** à fin juillet **2021** à **5233 MDT** à fin juillet **2022**, soit une augmentation de **113%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



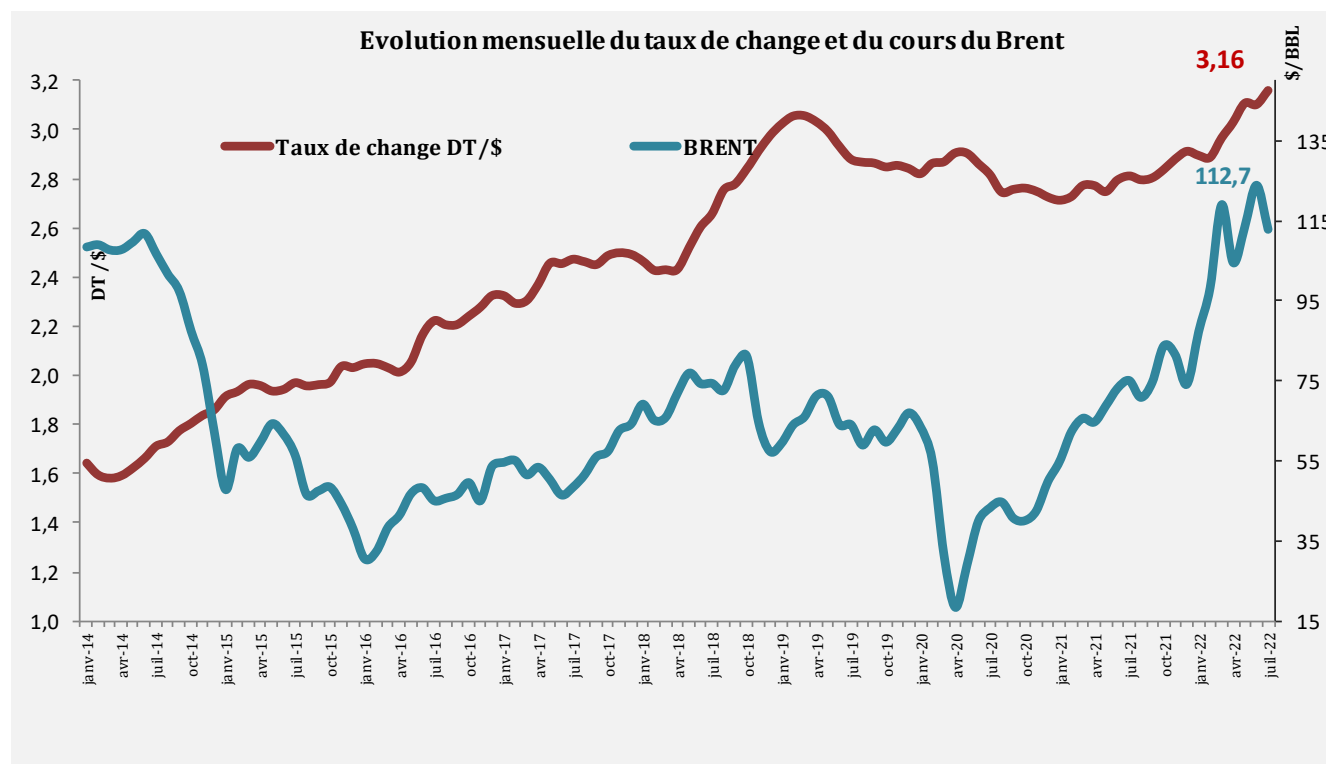
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 juillet **2022** par rapport à fin juillet **2021**.

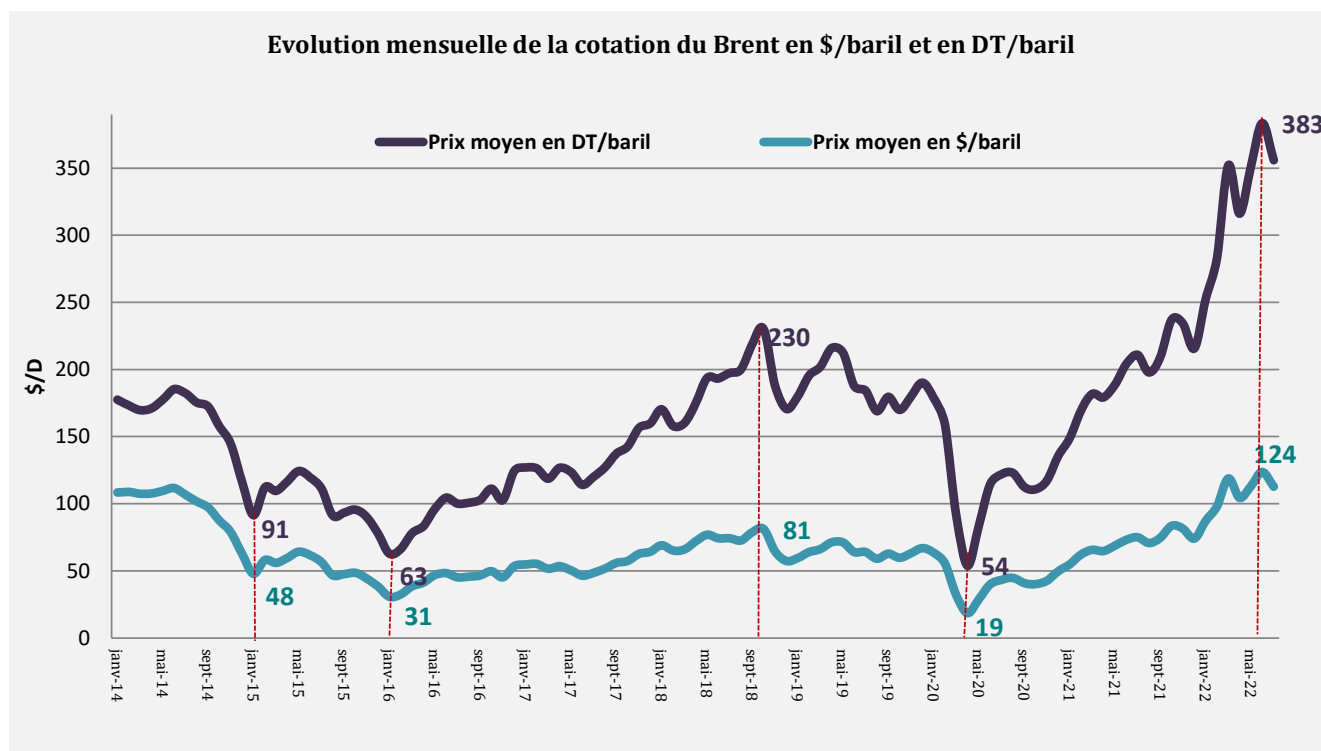
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours des sept premiers mois de **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **42\$/bbl** : **108.3 \$/bbl** à fin juillet **2022** contre **66.3\$/bbl** à fin juillet **2021** . La cotation mensuelle du mois de juillet **2022** s'est située à **112.7\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **38 \$/bbl** par rapport à juillet **2021** et une diminution de **11\$/bbl** par rapport au mois de juin **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.

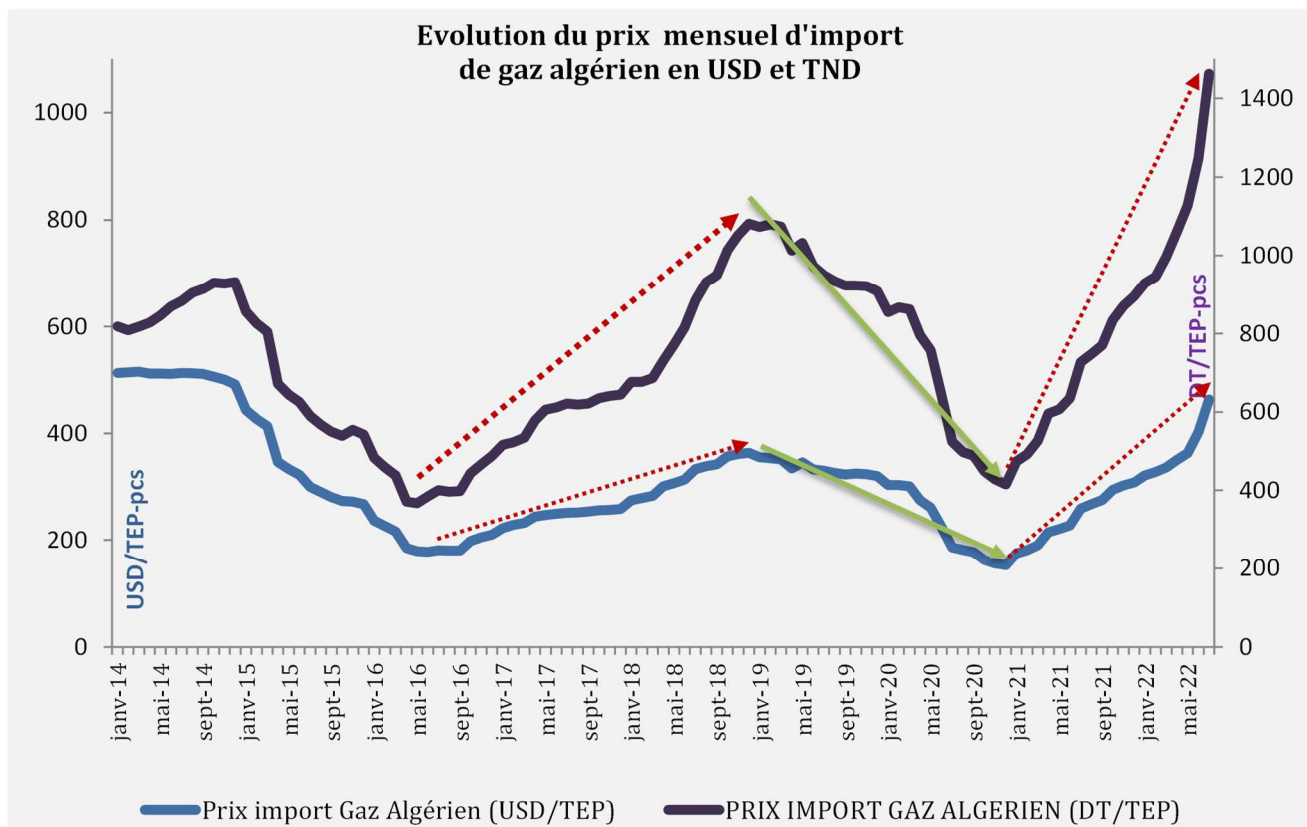


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **63%** : **66.3\$/bbl** contre **108.3 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **9%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **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 **74%** en \$ entre fin juillet **2021** et fin juillet **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 **93%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **866 kt** à fin juillet **2022** (dont **28%** brut local) contre **930 kt** à fin juillet **2021** (dont **21%** brut local).

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **11%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande et la baisse de la production.

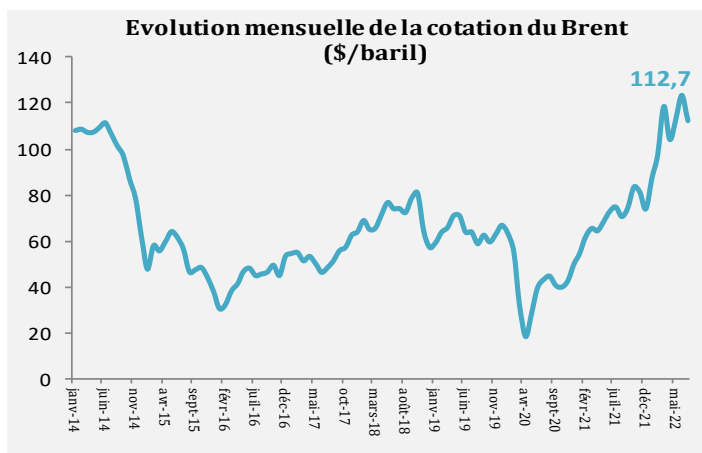
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **15%** .

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

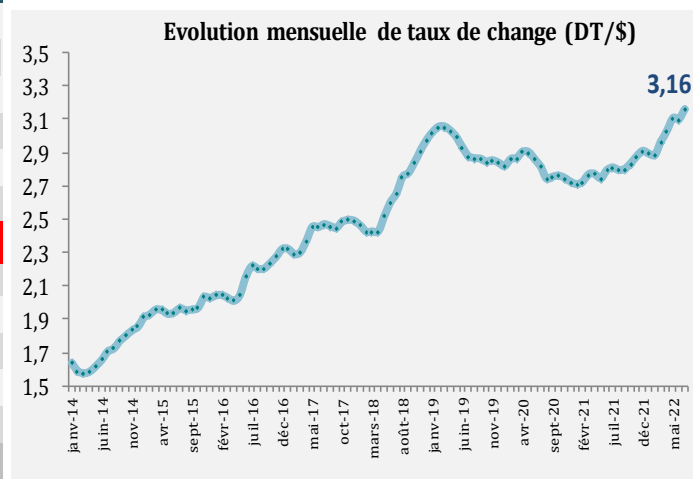
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8	113,3	65%
Juin	40,07	73,0	123,7	69%
Juillet	43,4	75,0	112,7	50%
Aout	44,8	70,8		
Septembre	40,8	74,6		
Octobre	40,2	83,7		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre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



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		
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		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juillet 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	345	114
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	279	93

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

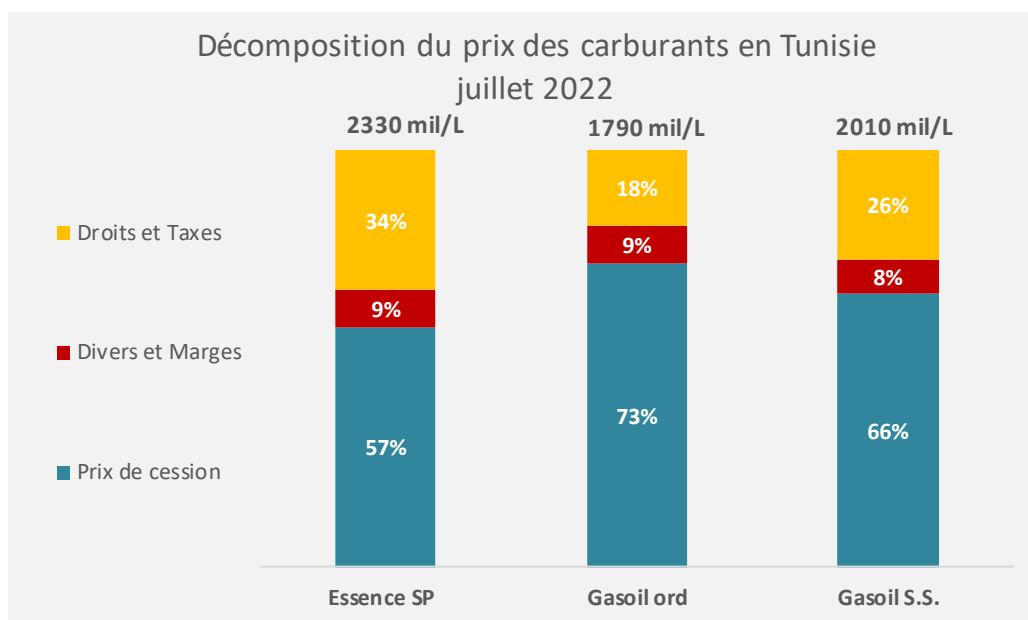
PRODUITS PETROLIERS	A fin juillet 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2299	1343	785	202	2330
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	3044	1300	323	167	1790
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2695	1314	528	168	2010
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1707	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2792	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	36,30	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 juillet 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1133
	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	616,0	609,1
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



Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2021	A fin juillet		Var (%)
		2021	2022	
El borma	221	132	121	-8%
Ashtart	212	126	125	-1%
Hasdrubal	96	52	48	-7%
Adam	123	71	57	-20%
M.L.D	82	53	46	-13%
El Hajeb/Guebiba	134	76	70	-7%
Cherouq	76	46	38	-18%
Miskar	64	40	38	-4%
Cercina	69	40	31	-21%
Barka	71	46	16	-66%
Franig/Bag/Tarfa	43	26	29	11%
Ouedzar	56	33	25	-23%
Gherib	39	17	41	142%
Nawara	66	44	37	-17%
Halk el Manzel	274	159	67	-58%
Autres	277	159	191	20%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	1 120	981	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	1 144	1 006	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	1 132	981	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	1 157	1 006	-13%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	148	90	58	-36%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	99	64	-36%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 068	1 223	1 039	-15%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 124	1 256	1 070	-15%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **981 kt** à fin juillet **2022** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à fin juillet **2021**. L'apport de Halk el Manzel et de Sidi Marzoug

qui viennent d'entrer en production en **2021** restent insuffisant pour compenser la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Baraka (-**66%**), Hasdrubal (-**7%**), Nawara (-**17%**), Adam (-**20%**), Cercina (-**21%**), El borma (-**8%**) et M.L.D (-**13%**)

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+**142%**) et Franig/Bag/Tarfa (+**11%**).

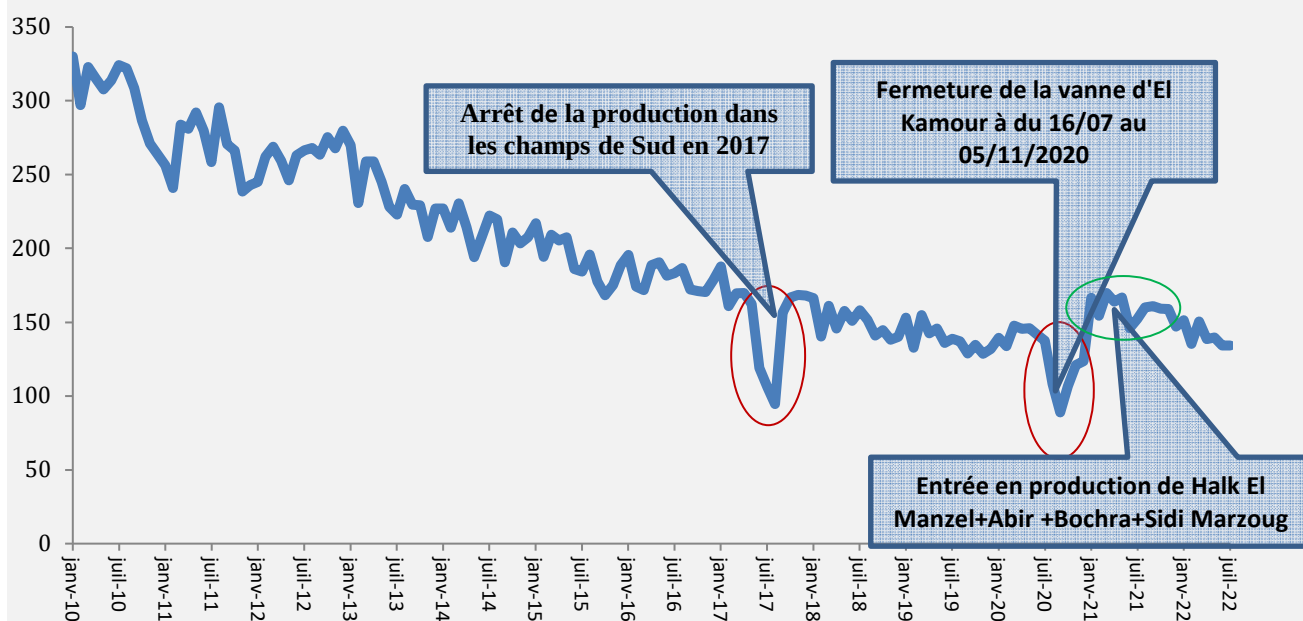
Il convient de noter :

- **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.
- **Concessions Ghrib et Sidi Marzoug**: blocage du site de production par les manifestants depuis le 23-07-2022.

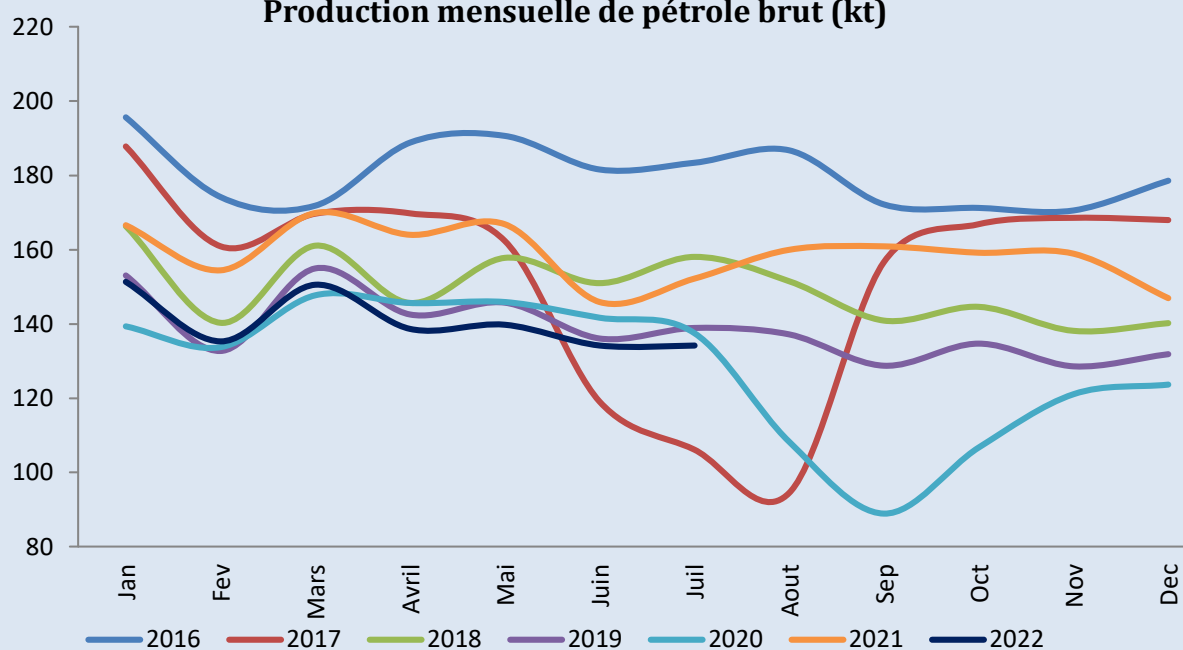
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **40.4** mille barils/j à fin juillet **2021** à **35.9** mille barils/j à fin juillet **2022**.

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 juillet				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 925	2 362	1 742	1 705	-2%	-3%
Production nationale	1 946	1 652	1 154	1 113	-4%	-3%
Miskar	474	822	293	276	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	286	192	162	173	6%	-1%
Gaz Chergui	160	136	98	78	-20%	-5%
Hasdrubal	242	305	131	115	-12%	-8%
Maamoura et Baraka	61	8	37	11	-71%	3%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	188	68	126	84%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	365	334	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	710	587	593	1%	-1%
Achats	2 295	478	1 245	1 382	11%	9%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 250	2624	1935	1895	-2%	-3%
Production nationale	2 162	1835	1282	1236	-4%	-3%
Miskar	527	913	325	307	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	317	214	180	192	6%	-1%
Gaz Chergui	178	151	108	87	-20%	-5%
Hasdrubal	269	339	146	128	-12%	-8%
Maamoura et Baraka	68	9	42	12	-71%	3%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	209	76	140	84%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	405	371	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	789	653	659	1%	-1%
Achats	2 550	531	1384	1536	11%	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

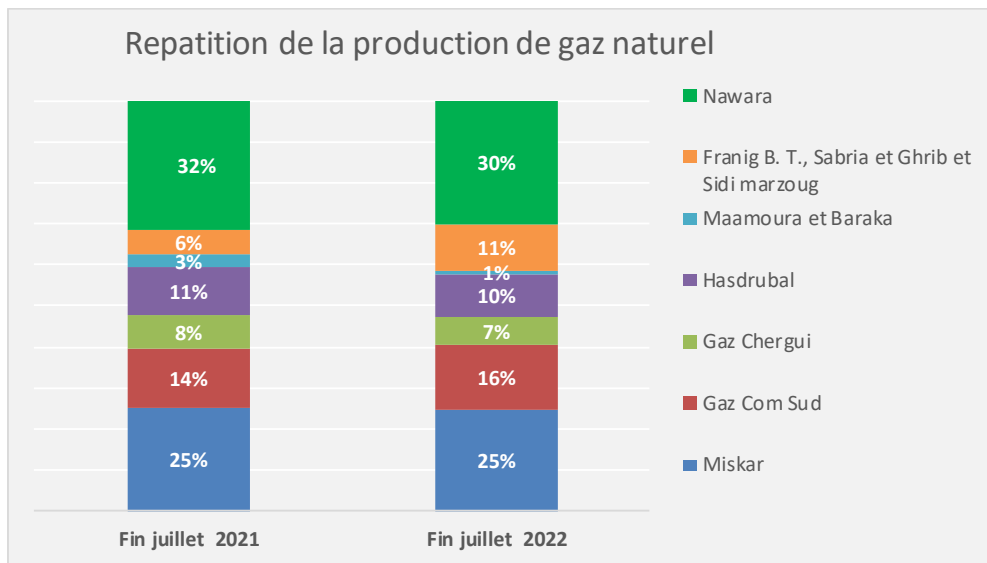
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 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 **1705 ktep**, à fin juillet **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 **4%**.

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

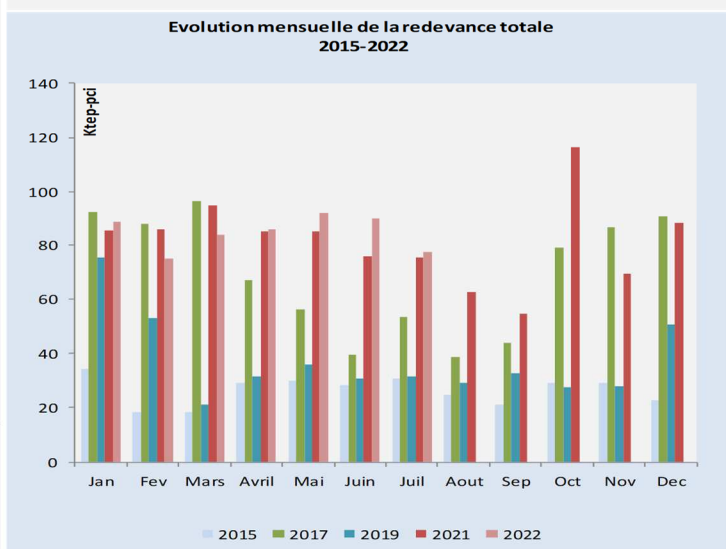
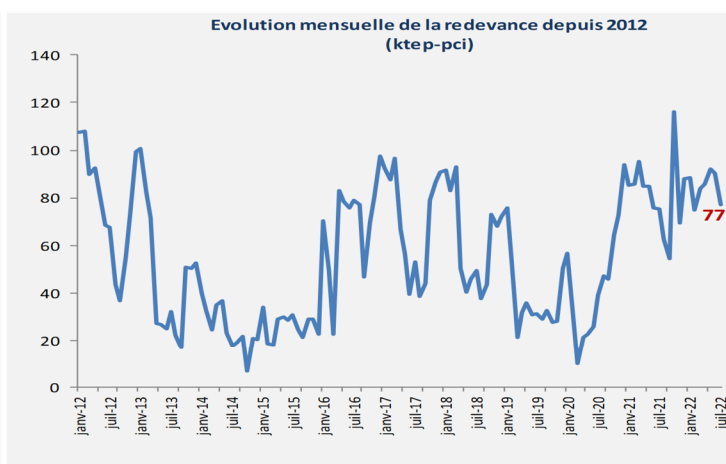
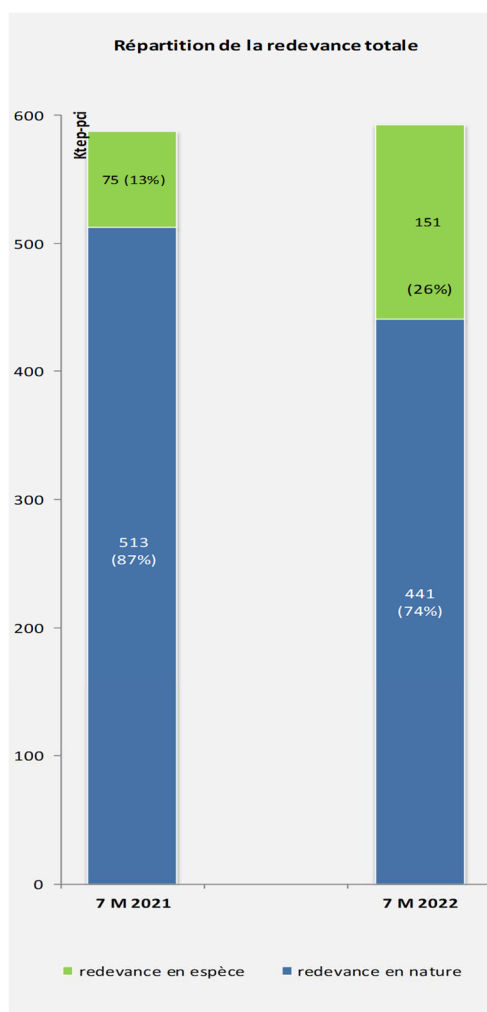


Il convient de noter :

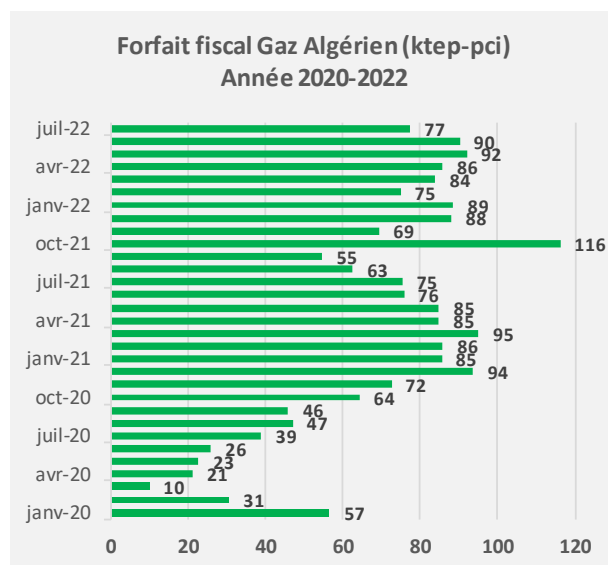
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **6%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**. Fin de validité de la concession le **8 juin 2022 (100% Shell)**, exploitation par l'ETAP à partir du **9 juin 2022**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **71%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**1%**) à fin juillet **2022** par rapport à fin juillet **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 (**74%**).

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**.

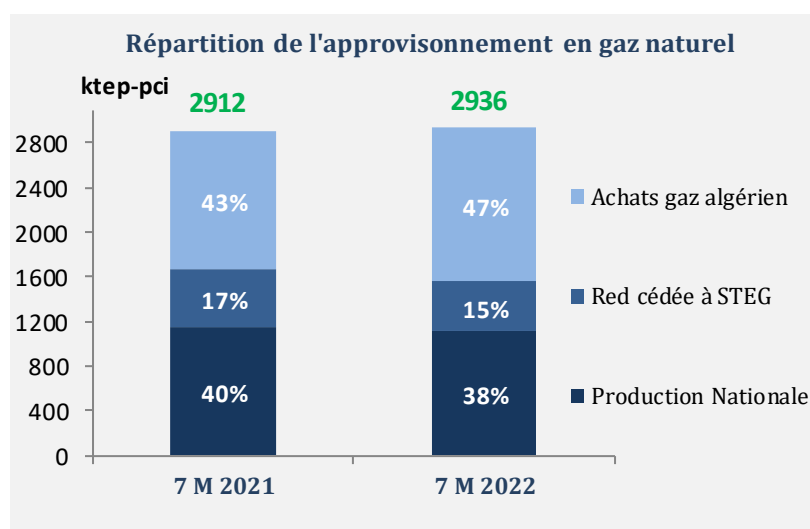


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **11%**, entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022**, pour se situer à **1382 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 augmenté de **1%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022** pour se situer à **2936** 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 **40%** à **38%**.
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 **43%** à **47%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin juillet			Remarques
	2021	2022	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	17	25	49%	
Essence Sans Pb	53	64	22%	
Petrole Lampant	15	12	-23%	
Gasoil ordinaire	381	354	-7%	
Fuel oil BTS	307	266	-13%	
Virgin Naphta	152	137	-10%	
White Spirit	5	4	-15%	
Total production STIR	929	863	-7%	
Taux couverture STIR (1)	36%	33%	-10%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	18%	17%	-6%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	212	207	-2%	
Jours de fonctionnement du Platforming	136	178	31%	

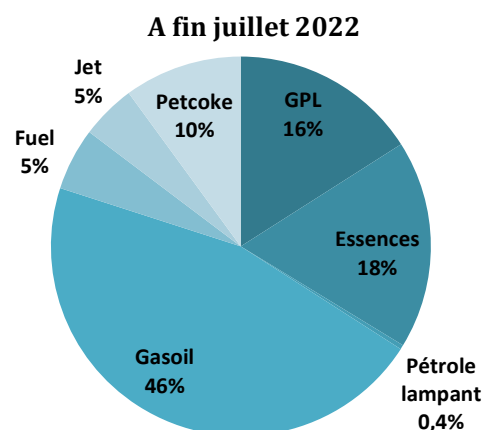
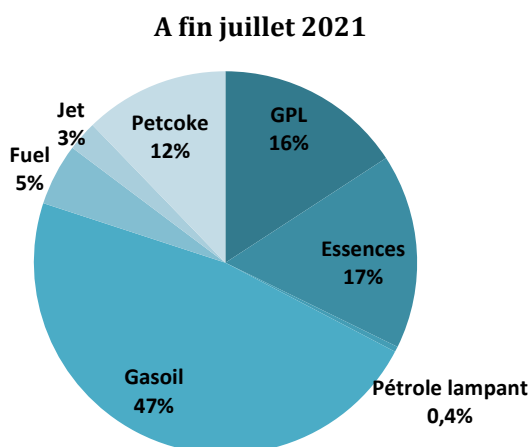
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin juillet			Var (%)	TCAM(%)
		2010	2021	2022	(c)/(b)	(c)/(a)
		(a)	(b)	(c)		
GPL	680	308,3	403	421	4%	3%
Essences	787	284,5	421	470	12%	4%
Essence Super	0	1,3	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	283,2	414	460	11%	4%
Essence premium	14	0	7	9	30%	-
Pétrole lampant	17,6	42,8	10,9	9,3	-15%	-12%
Gasoil	2125	1107,0	1209	1211	0,2%	1%
Gasoil ordinaire	1713	1042,1	990	935	-6%	-1%
Gasoil SS	405	64,9	216	272	26%	13%
Gasoil premium	7	0	3,4	4,3	27%	-
Fuel	233	220,6	134	140	5%	-4%
STEG & STIR	31	5,5	18	15	-18%	9%
Hors (STEG & STIR)	202	215,1	115	125	8%	-4%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	6	12	97%	17%
Jet	134	128,3	65	123	91%	0%
Coke de pétrole	553	187,5	312	265	-15%	3%
Total	4541	2281	2561	2652	4%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4499	2274	2536	2624	3%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022**, une hausse de **4%** pour se situer à **2652** 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 **12%**, du fuel de **5%**, du jet de **91%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une baisse de **15%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **3%** à **5%** et le gasoil qui est passé de **47%** à **46%**.

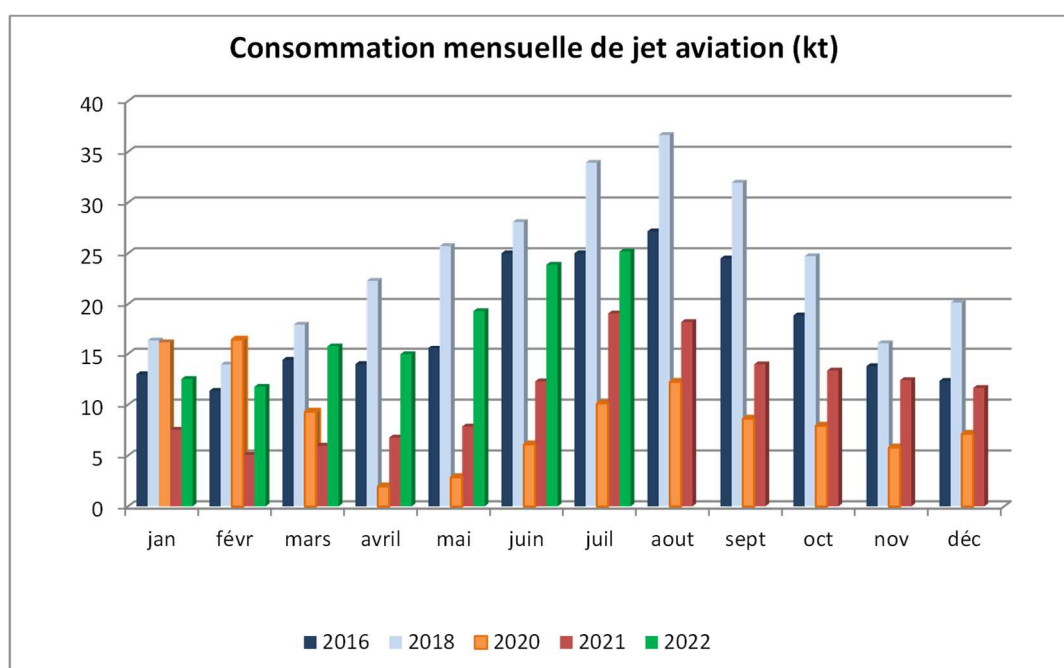


La consommation de carburants routiers a enregistré entre les sept premiers mois de **2021** et les sept premiers mois de **2022**, une hausse de **3%**. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **4%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **15%** entre à fin juillet **2021** et à fin juillet **2022** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **91%** à fin juillet **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

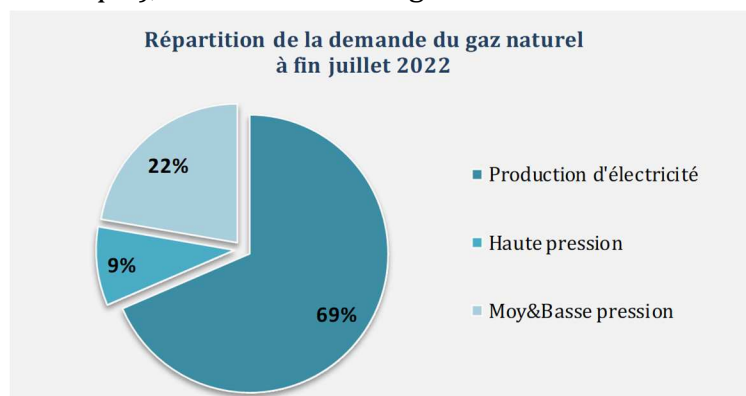
	Réalisé 2021	A fin juillet				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 106	2 563	2 905	2 931	1%	1%
Production d'électricité	3 762	1 866	2 132	2 009	-6%	1%
Hors prod élec	1 344	698	773	922	19%	2%
Haute pression	301	220	157	269	71%	2%
Moy&Basse pression	1 043	478	616	653	6%	3%
DEMANDE	0	2 848	3 228	3 257	1%	1%
Production d'électricité	4 180	2 073	2 369	2 232	-6%	1%
Hors prod élec	1 493	775	859	1 024	19%	2%
Haute pression	334	244	175	299	71%	2%
Moy&Basse pression	1 159	531	685	726	6%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une légère hausse de **1%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022** pour se situer à **2931 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 (**69%** de la demande totale à fin juillet **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 électrique.**

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **19%** pour se situer à **922 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **6%** et celle des clients haute pression a augmenté de **71%**.

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.

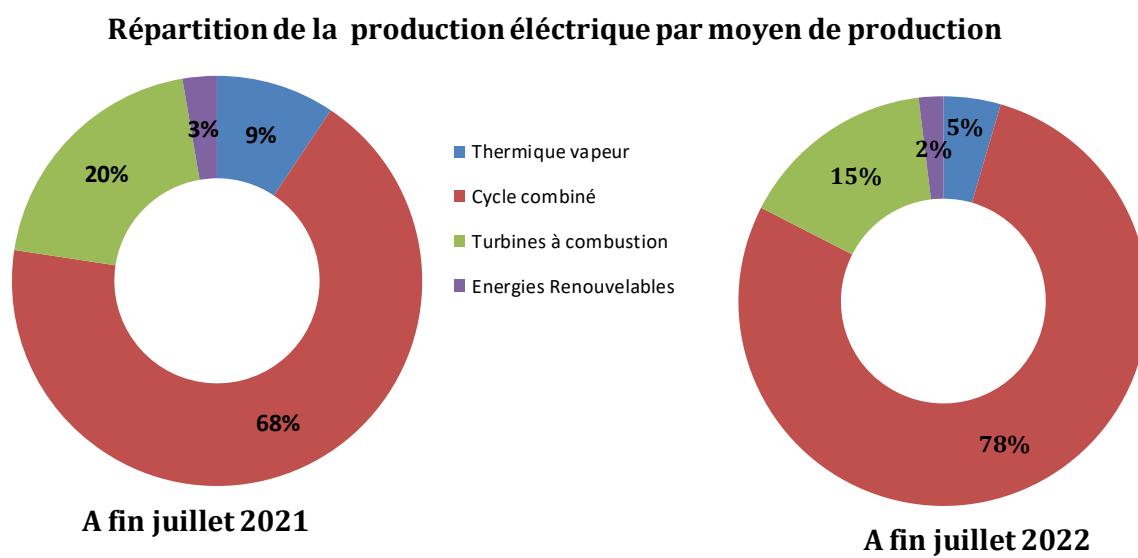


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **4.7%** entre fin juillet **2021** et fin juillet **2022** pour se situer à **202.1**

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 pour passer de **68%** à fin juillet **2021** à **78%** à fin juillet **2022**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Juillet		A fin juillet	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	2	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 dévelop.	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 juillet **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 juillet 2022

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

Forage d'exploration à fin juillet 2022

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

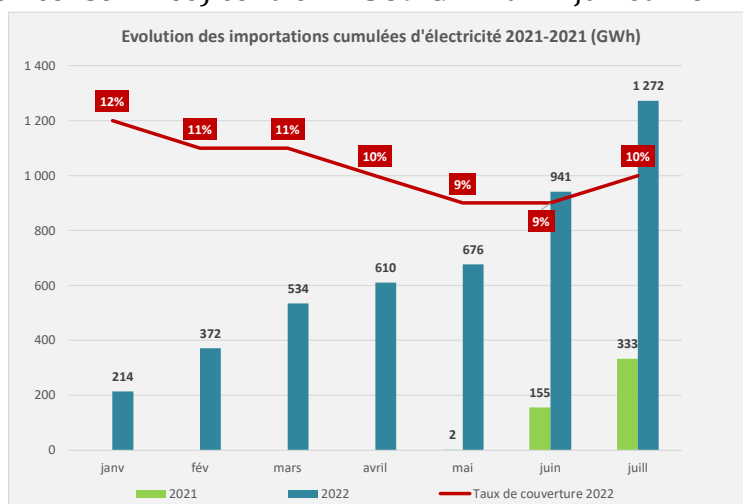
	Réalisé 2021	A fin juillet				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	6 501	9 582	10558	10%	4%
FUEL + GASOIL	0	3	0,17	0,16	-5%	-22%
GAZ NATUREL	16319	6379	9273	10338	11%	4%
HYDRAULIQUE	28	35	21	10	-52%	-10%
EOLIENNE	425	84,3	282	192	-32%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	6	18	196%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	1951	1894	706	-63%	-8%
ACHAT TIERS	162	45	93	93	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	20084	8 497	11 569	11 356	-2%	2%
Echanges	28	19	17	-22	-229%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	333	1272	282%	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	61	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	8494	11858	12607	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

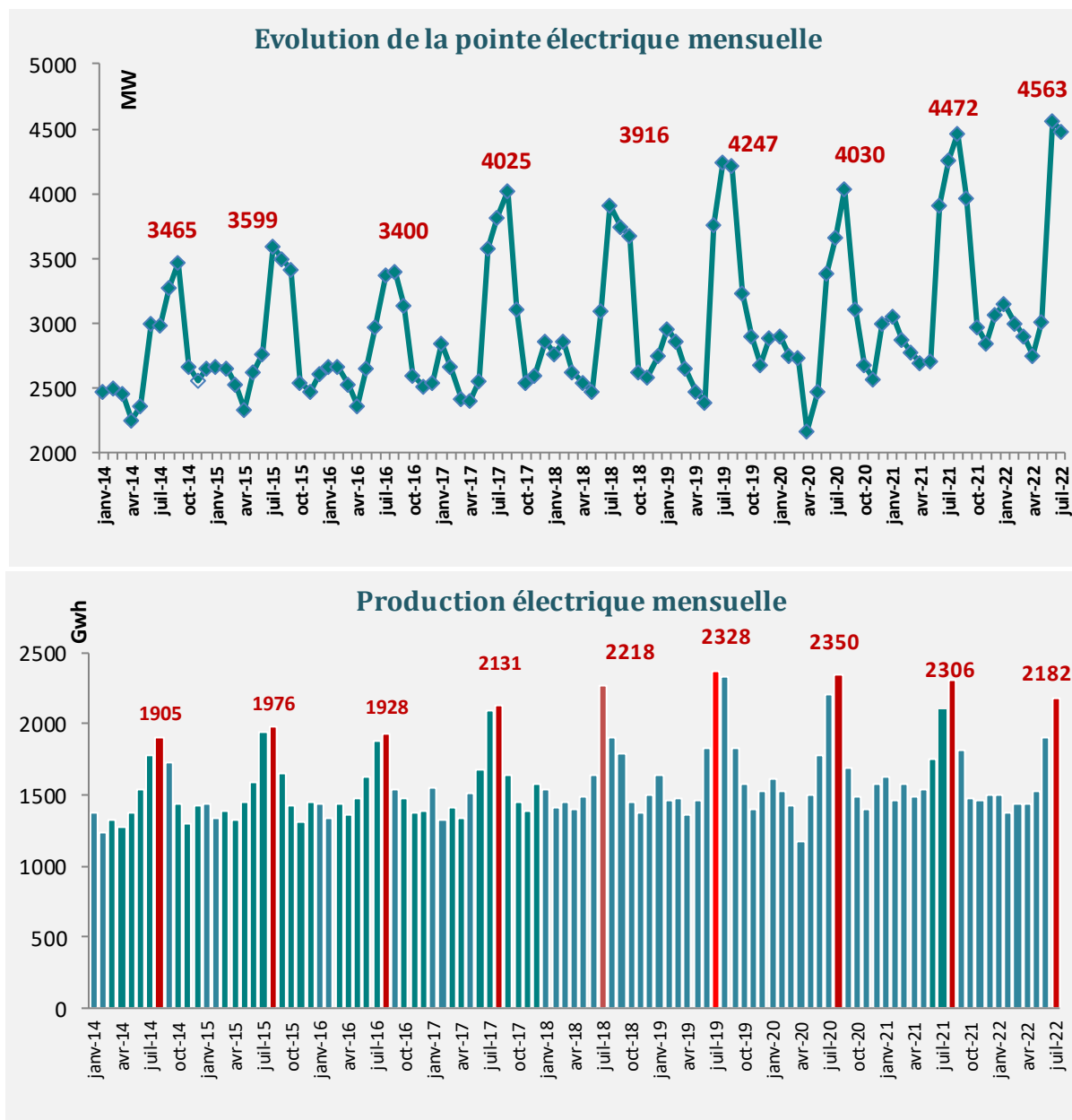
La production totale d'électricité a enregistré, à fin juillet **2022**, une diminution de **2%** pour se situer à **11 356 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **11 569 GWh** à fin juillet **2021**.

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 **10%** des besoins du marché local.



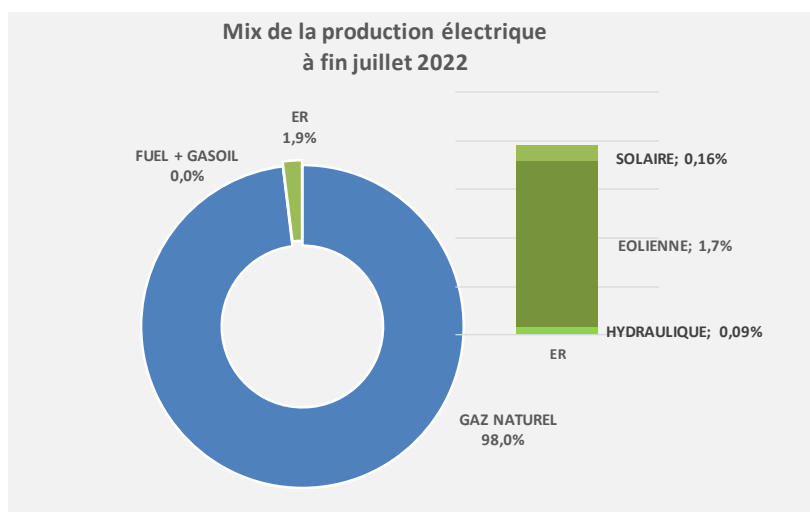
La pointe a enregistré une hausse de **7%** pour se situer à **4563 MW** à fin juillet **2022** contre **4255 MW** à fin juillet **2021**. Un nouveau record national a été enregistré, lundi **27 juin 2022** (**4563 MW**) dépassant ainsi celui du **11 aout 2021** (**4470 MW**).

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 **93%** de la production nationale à fin juillet **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 juillet **2022**.



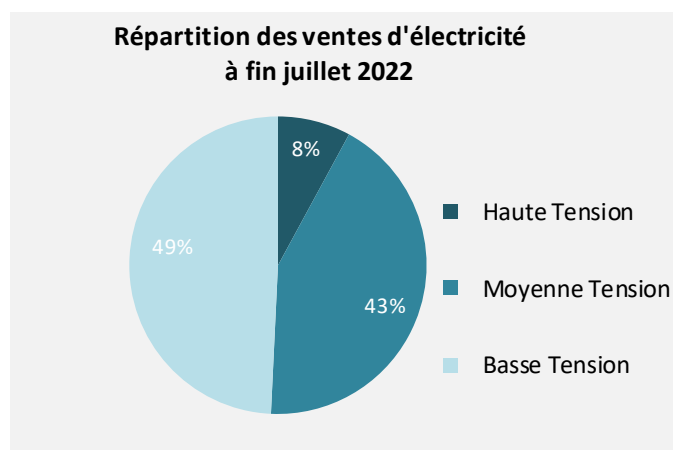
VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin juillet				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	751	799	740	-7%	-0,1%
Moyenne tension	6777	3471	3802	4005	5%	1%
Basse tension	8249	3126	4376	4607	5%	3%
TOTAL VENTES **	16383	7 348	8 977	9 352	4%	2%

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

Les ventes d' électricité ont enregistré une hausse de **4%** entre fin juillet **2022** et fin juillet **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **7%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **5%**.

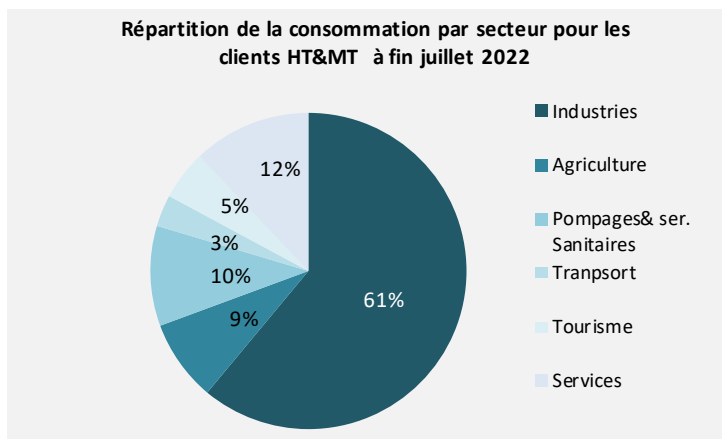


A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juillet **2022**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+**59%**), le papier et l'édition (+**16%**), 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 (**7%**), ainsi que du pompage agricole (**-1%**).



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juillet 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
		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
	AUTORISATION	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	144 MW
		MT/HT	290 autorisations octroyées pour une puissance totale de 61MW (dont 15 autorisations en cours de publication totalisant une puissance de 11 MW)
	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.