

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, mai 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

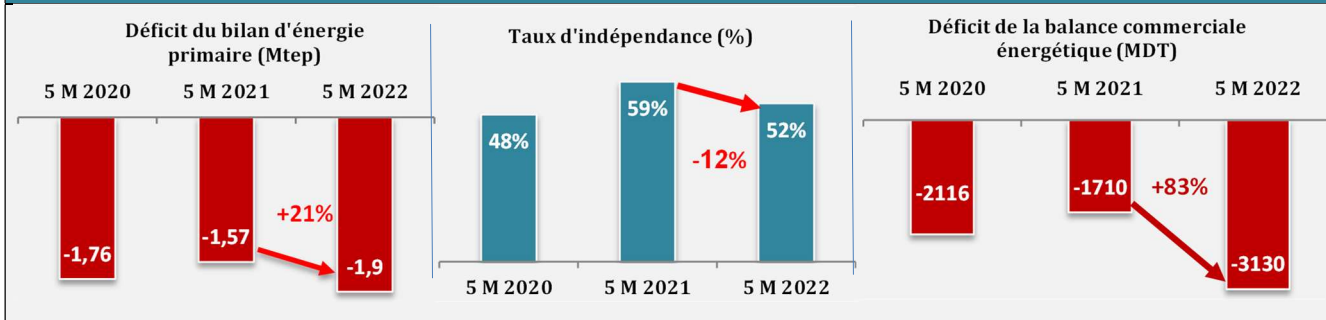


Date de la publication : 21/07/2022

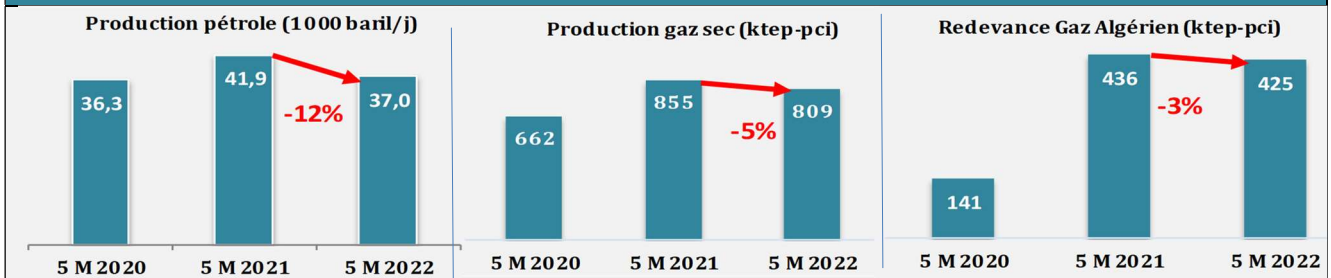
Date de mise à jour : 11/08/2022

Faits marquants des cinq premiers mois de 2022

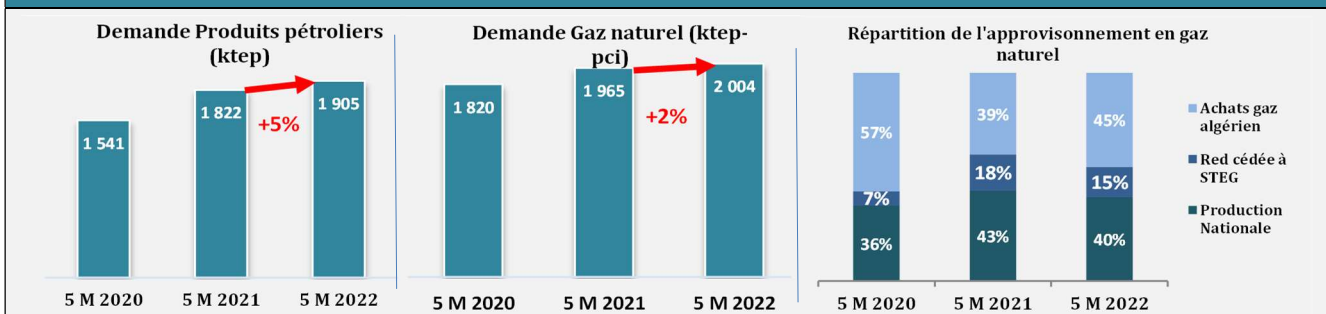
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



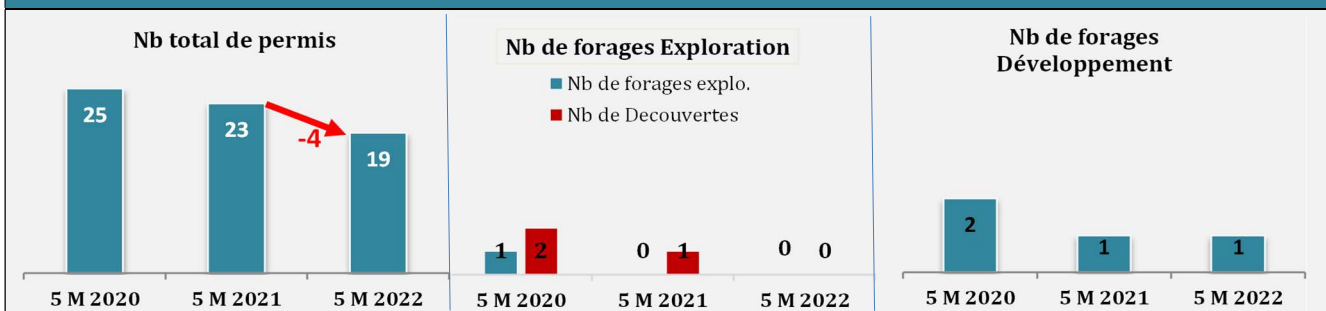
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



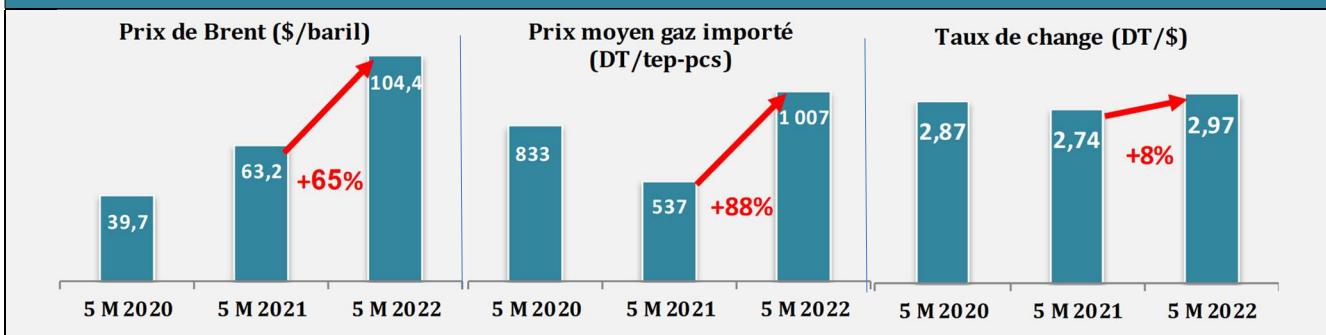
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

1 Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2021	A fin mai				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	5088	3395	2233	2026	-9%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	1625	848	732	-14%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	162	71,4	74	45	-39%	-4%
Gaz naturel	2925	1691	1292	1234	-4%	-3%
Production	1946	1159	855	809	-5%	-3%
Redevance	978	532	436	425	-3%	-2%
Elec primaire	40	7	19	14	-26%	6%
DEMANDE	9724	3263	3806	3924	3%	2%
Produits pétroliers	4578	1562	1822	1905	5%	2%
Gaz naturel	5106	1693	1965	2004	2%	1%
Elec primaire	40	7	19	14	-26%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4635	132	-1573	-1898		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5614	-400	-2009	-2324		

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 Gabès

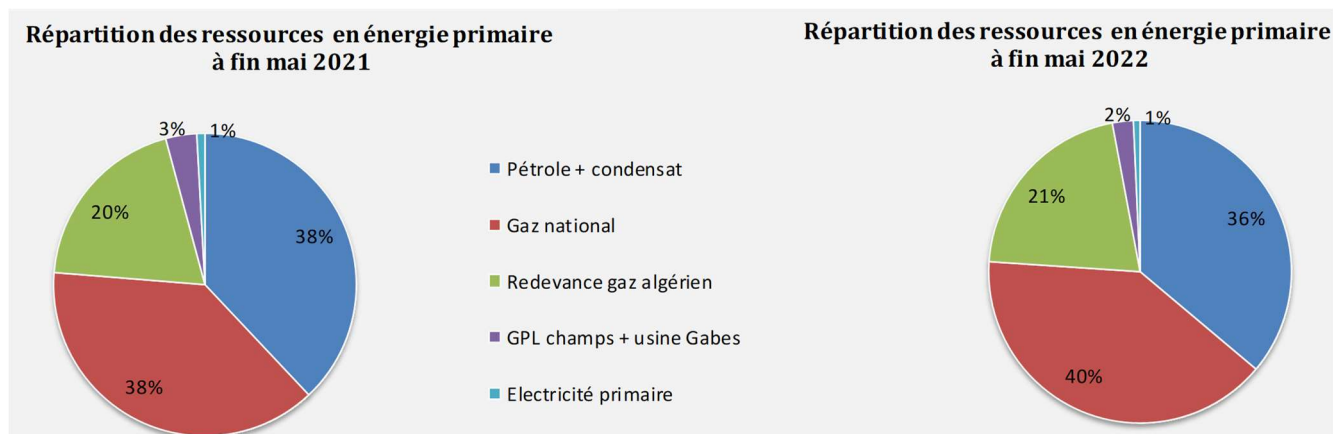
(2) GPL champs hors Franig/Baguel/terfa et Ghrib + GPL usine Gabès

(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

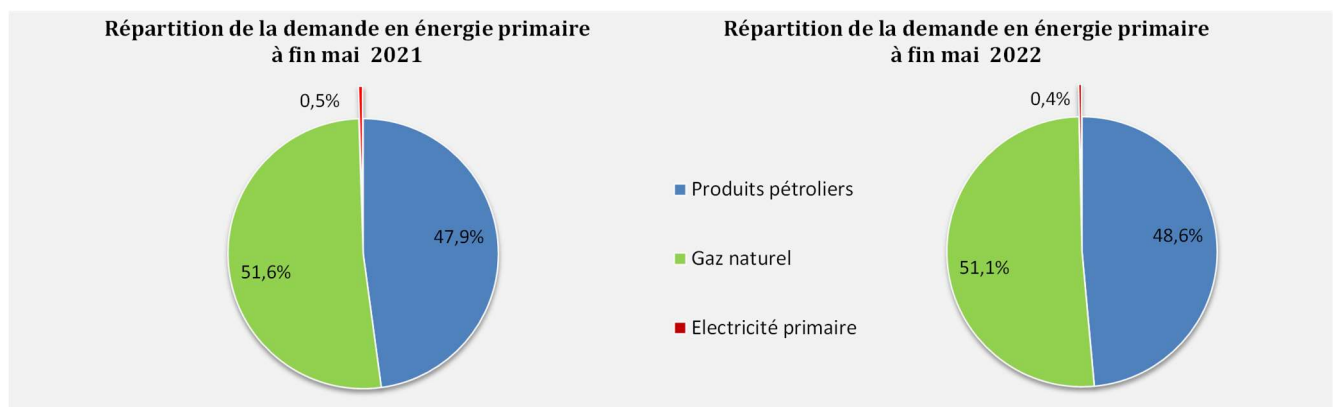
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.03 Mtep** à fin mai **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédant de **9%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut.

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 **3%** entre fin mai **2021** et fin mai **2022** pour passer de **3.8 Mtep** durant les cinq premiers mois de **2021** à **3.9 Mtep** durant la même période de **2022**: la demande du gaz naturel a augmenté de **2%** et celle des produits pétroliers a augmenté de **5%**. A signaler que la demande du gaz naturel à augmenté de 2% seulement suite à la limitation des achats du gaz algérien aux achats 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 d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité : La demande des produits pétroliers représente **48%** de la demande totale, le gaz naturel se stabilise autour de **51%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin mai **2022**, **un déficit de 1.9 Mtep** contre un déficit enregistré à fin mai **2021** de **1.6 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **52%** à fin mai **2022** contre **59%** à fin mai **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **41%** à fin mai **2022** contre **47%** à fin mai **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **21%** à fin mai **2022** par rapport à fin mai **2021**, cette hausse est due à l'augmentation de la demande d'énergie primaire couplée à une baisse de la production des hydrocarbures.

2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin mai			A fin mai			A fin mai		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				1124	1088	-3%	1390	2299	65%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	691	663	-4%	707,1	676	-4%	902	1458	62%
ETAP	369	392	6%	377	399	6%	484	775	60%
PARTENAIRES	322	271	-16%	330	277	-16%	418	683	63%
GPL Champs	23	18	-21%	26	20	-21%	32	41	29%
ETAP	14	10	-30%	16	11	-30%	19,5	22	15%
PARTENAIRES	9	8	-6%	10	9	-6%	12,2	18	51%
PRODUITS PETROLIERS	298	256	-14%	298	256	-14%	394	591	50%
Fuel oil (BTS)	221	185	-16%	216	181	-16%	275	416	51%
Virgin naphta	78	71	-9%	82	75	-9%	119	175	47%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				93	134	44%	62	209	237%
IMPORTATIONS				3259	3126	-4%	3100	5429	75%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	503	433	-14%	514	445	-13%	720	1064	48%
PRODUITS PETROLIERS	1569	1370	-13%	1536	1348	-12%	1919	3349	75%
GPL	222	258	16%	245	286	16%	348	729	110%
Gasoil ordinaire	484	269	-44%	497	276	-44%	676	865	28%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	156	188	21%	160	193	21%	227	561	147%
Jet ⁽⁶⁾	43	71	65%	45	74	65%	65	234	262%
Essence Sans Pb	230	219	-5%	240	229	-5%	393	659	68%
Fuel oil (HTS)	81	60	-26%	79	59	-26%	81	101	25%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	353	304	-14%	269	232	-14%	129	200	55%
GAZ NATUREL				1210	1333	10%	461	1016	120%
Redevance totale ⁽²⁾				436	425	-3%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				773	908	17%	461	1016	120%

(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

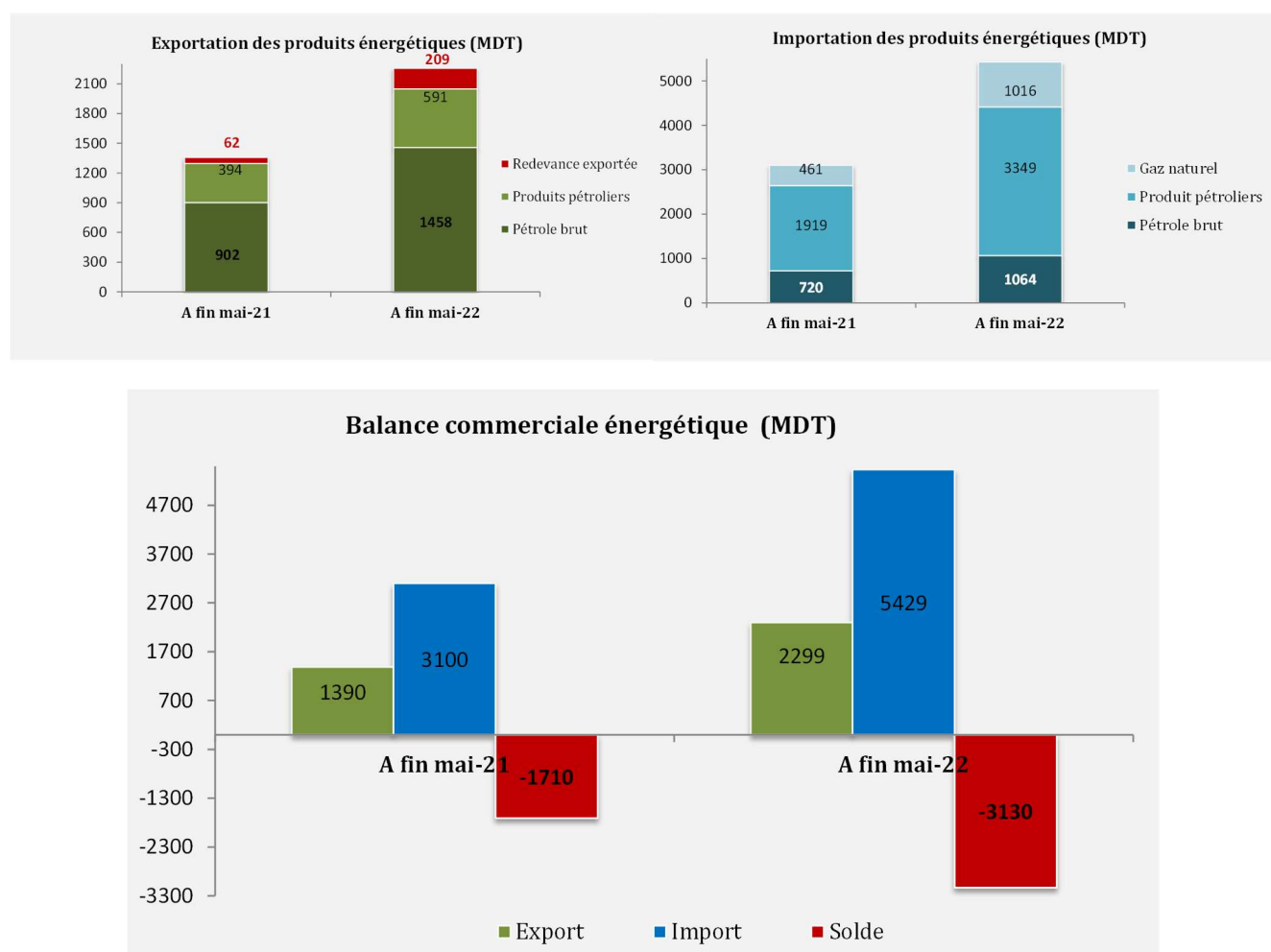
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 du mois du janvier 2022 d'une quantité de 3,4 million de Cm3 et qui est en cours de régularisation par deduction de la redevance reexportée

(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.

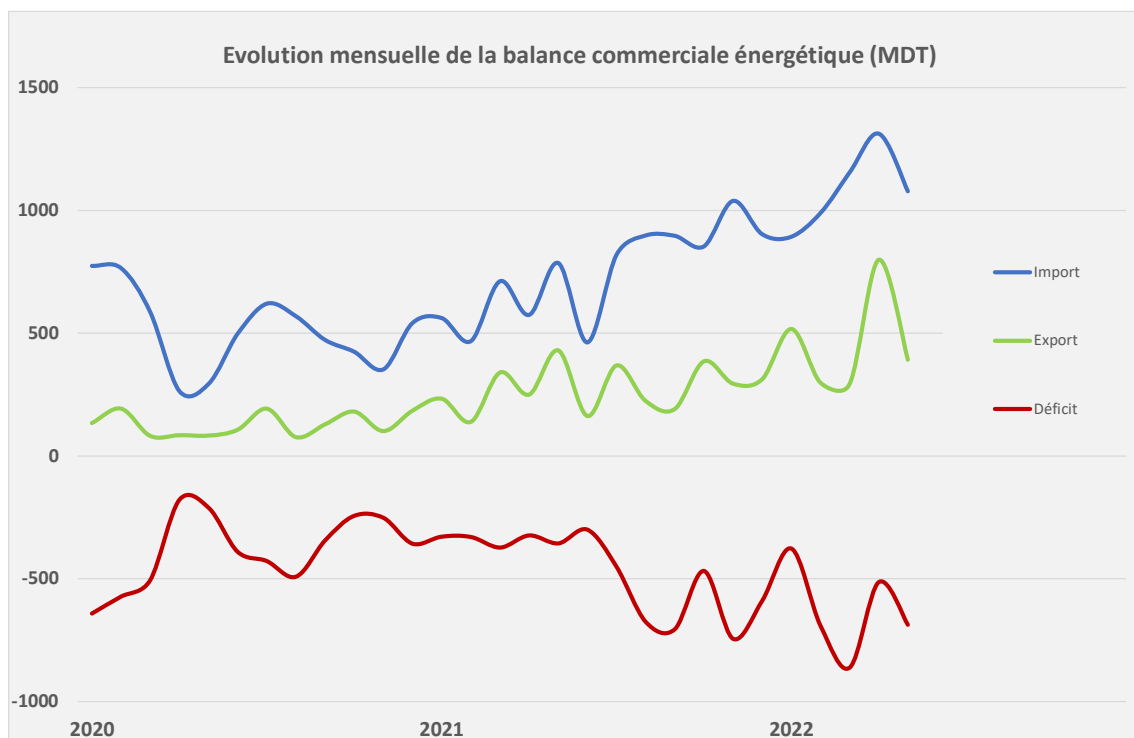
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **65%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **75%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1710 MDT** à fin mai **2021** à **3130 MDT** à fin mai **2022**, soit une augmentation de **83%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



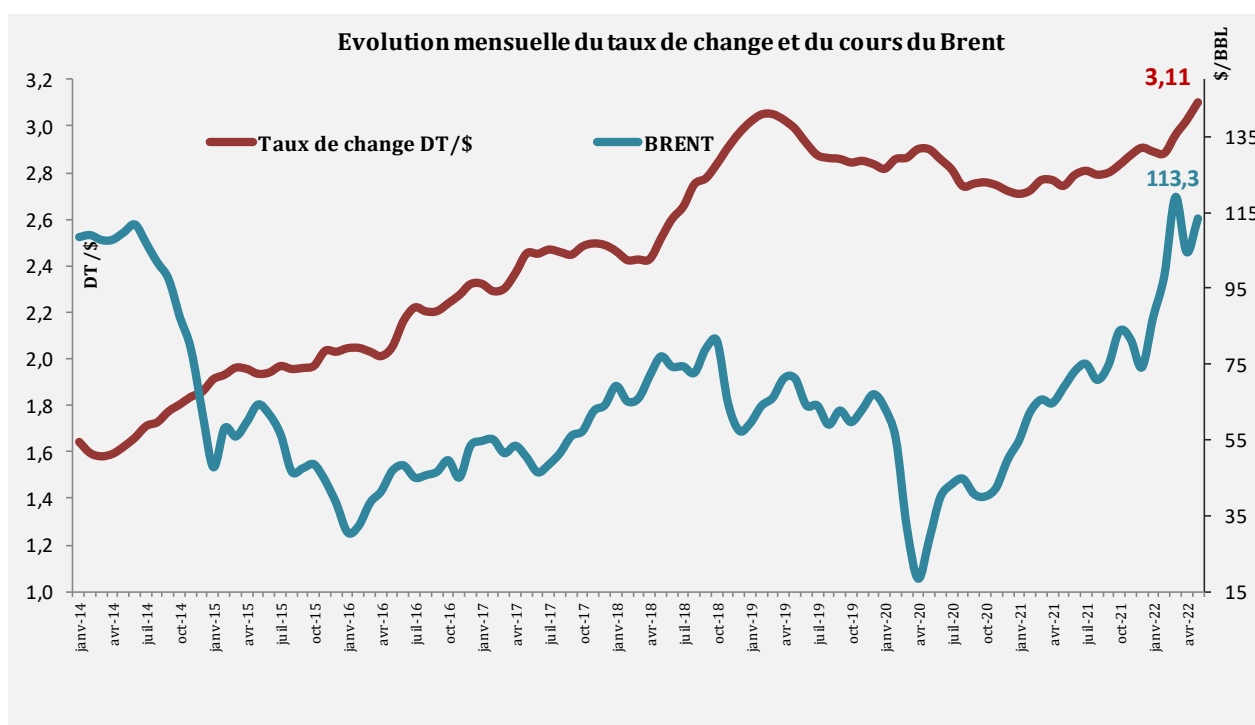
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(-)**, le cours du Brent a nettement augmenté **(---)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **5% (+)** à fin mai **2022** par rapport à fin mai **2021**.

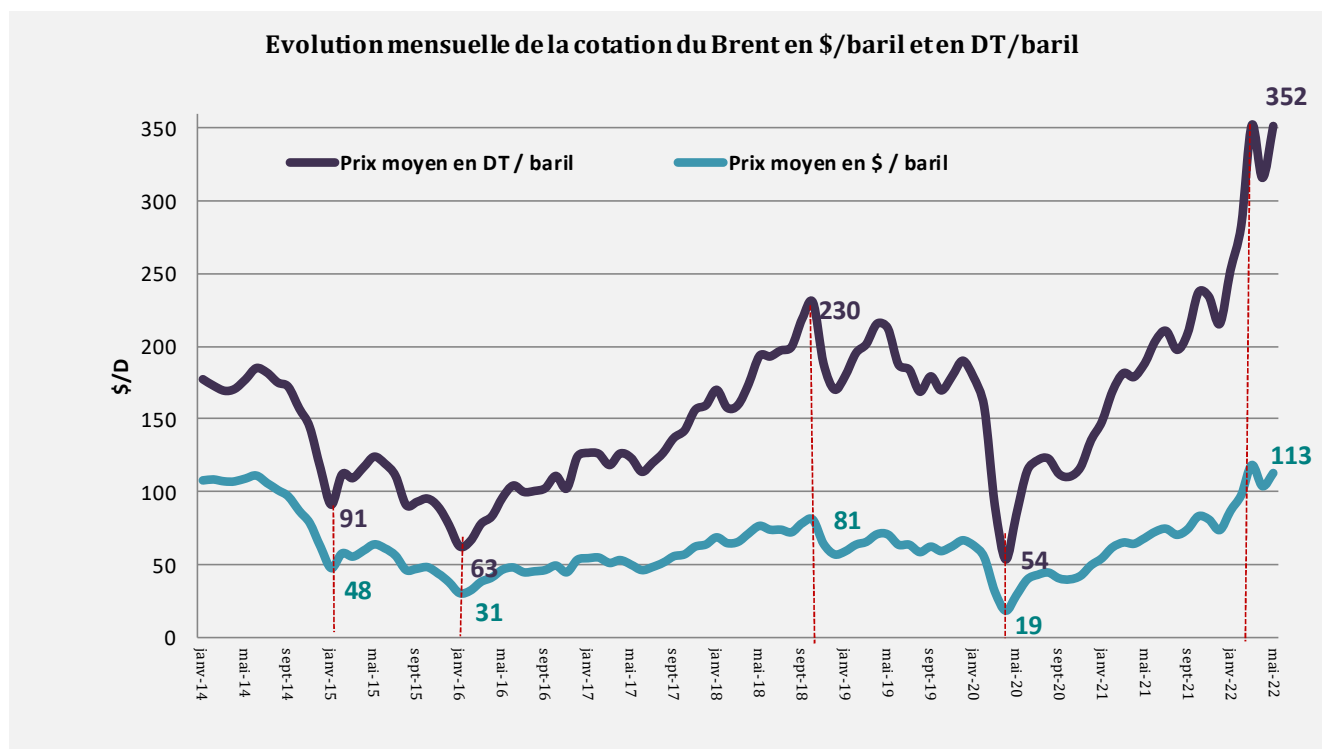
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, à fin mai 2022, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **40.1\$/bbl : 104.4 \$/bbl** à fin mai 2022 contre **63.2\$/bbl** à fin mai 2021 . La cotation mensuelle du mois de mai 2022 s'est située à **113.3\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **45 \$/bbl** par rapport à mai 2021 et de **9 \$/bbl** par rapport au mois d'avril 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.

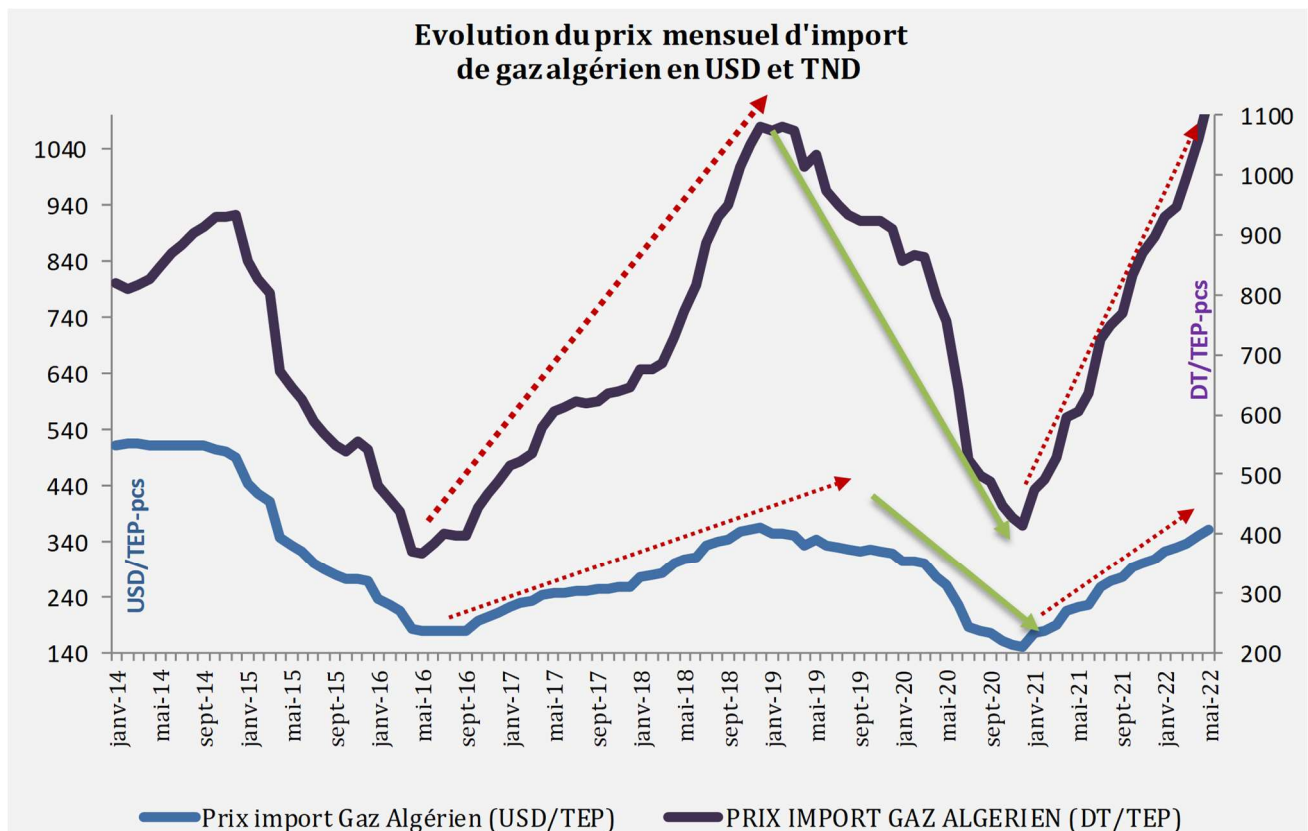


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin mai **2021** et fin mai **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **65%** : **63.2\$/bbl** contre **104.4 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **8%** entre fin mai **2021** et fin mai **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 **88%** en DT et de **73%** en \$ entre fin mai **2021** et fin mai **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 **74%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **623 kt** à fin mai **2022** (dont **23%** brut local) contre **678 kt** à fin mai **2021** (dont **19%** brut local).

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **17%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande et la baisse de la production.

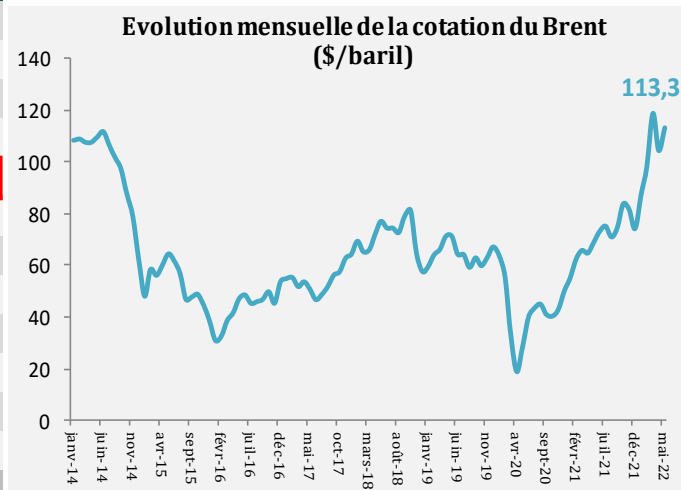
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **14%** .

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

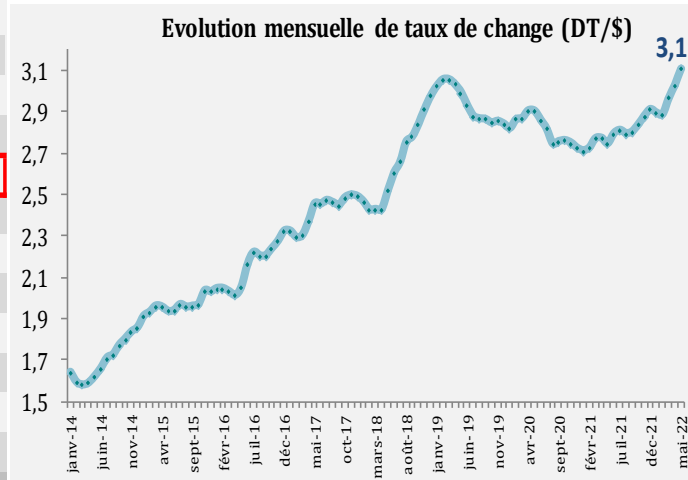
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8	113,3	65%
Juin	40,07	73,0		
Juillet	43,4	75,0		
Aout	44,8	70,8		
Septembre	40,8	74,6		
Octobre	40,2	83,7		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix 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		
Juillet	2,81	2,81		
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 mai 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	327	110
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	264	89

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

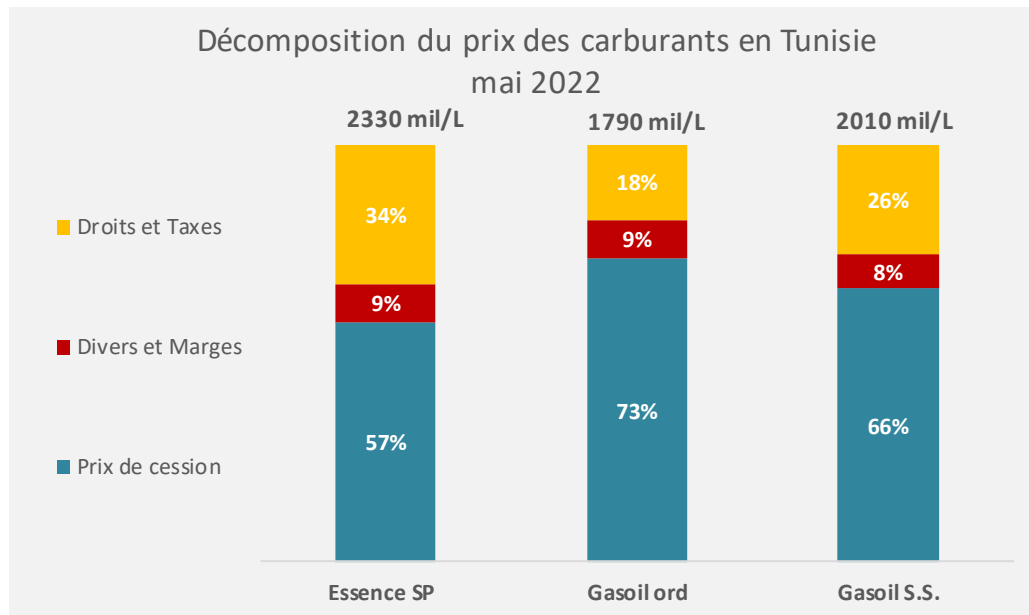
PRODUITS PETROLIERS	A fin mai 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2317	1343	785	202	2330
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2716	1300	323	167	1790
Gasol S.S.	Millimes/litre	2518	1314	528	168	2010
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1677	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2823	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	36,69	2,782	0,970	3,948	7,7

(1) Prix moyen pondéré

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 14/04/2022

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

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



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		
	Année 2021	Fin mai- 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1007
	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 mai		Var (%)
		2021	2022	
El borma	221	96	90	-6%
Ashtart	212	93	89	-4%
Hasdrubal	96	45	34	-24%
Adam	123	52	46	-12%
M.L.D	82	39	34	-13%
El Hajeb/Guebiba	134	55	51	-7%
Cherouq	76	33	29	-14%
Miskar	64	28	27	-4%
Cercina	69	29	23	-19%
Barka	71	37	12	-66%
Franig/Bag/Tarfa	43	20	22	7%
Ouedzar	56	23	22	-7%
Gherib	39	12	30	159%
Nawara	66	33	24	-27%
Halk el Manzel	274	112	50	-56%
Autres	277	115	133	16%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	822	716	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	839	732	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	830	716	-14%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	848	732	-14%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	148	68	42	-38%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	74	45	-39%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 068	898	757	-16%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 124	922	777	-16%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **716 kt** à fin mai **2022** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin mai **2021**. L'apport de Halk el Manzel et de Sidi Marzoug qui viennent d'entrer en production en **2021** reste insuffisant pour compenser la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Baraka (**-66%**), Hasdrubal (**-24%**), Nawara (**-27%**), Adam (**-12%**), Cercina (**-19%**), El borma (**-6%**) et M.L.D (**-5%**)

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (**+159%**), Gremda/El Ain (**+83%**) et Franig/Bag/Tarfa (**+7%**).

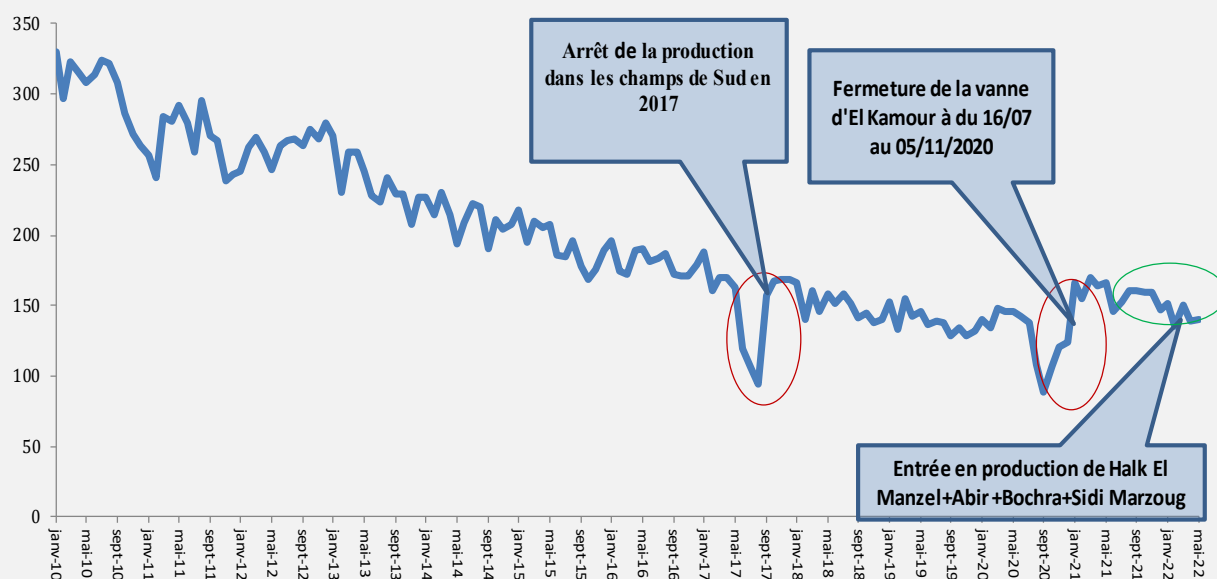
Il convient de noter :

- **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.
- **Usine GPL de Gabès** : Arrêt de la production depuis le 10 septembre 2021 suite à l'arrêt réglementaire pour entretien triennal.

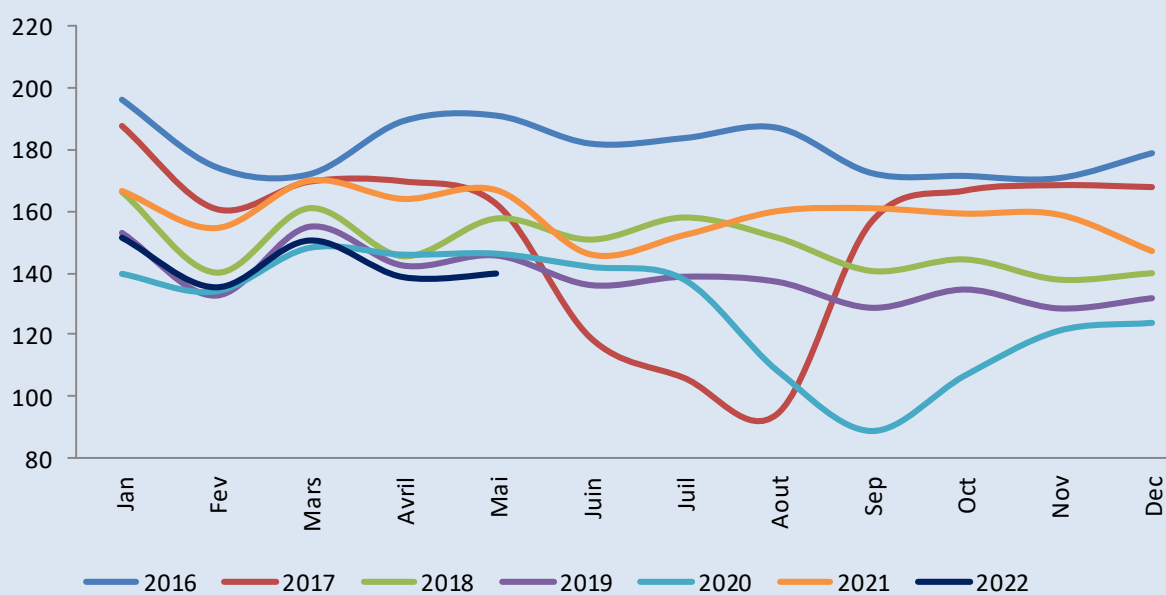
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **42** mille barils/j à fin mai **2021** à **37** mille barils/j à fin mai **2022**.

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 mai				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 925	1 691	1 292	1 234	-4%	-3%
Production nationale	1 946	1 159	855	809	-5%	-3%
Miskar	474	600	210	198	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	286	135	118	134	13%	0%
Gaz Chergui	160	98	70	57	-19%	-4%
Hasdrubal	242	193	112	79	-29%	-7%
Maamoura et Baraka	61	4	30	8	-73%	6%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	130	49	90	84%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	266	243	-9%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	532	436	425	-3%	-2%
Achats	2 295	242	773	908	17%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 250	1879	1435	1371	-4%	-3%
Production nationale	2 162	1288	950	899	-5%	-3%
Miskar	527	667	233	220	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	317	150	131	148	13%	0%
Gaz Chergui	178	108	78	63	-19%	-4%
Hasdrubal	269	214	125	88	-29%	-7%
Maamoura et Baraka	68	4	33	9	-73%	6%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	144	54	100	84%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	296	270	-9%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	591	485	472	-3%	-2%
Achats	2 550	269	859	1009	17%	12%

(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

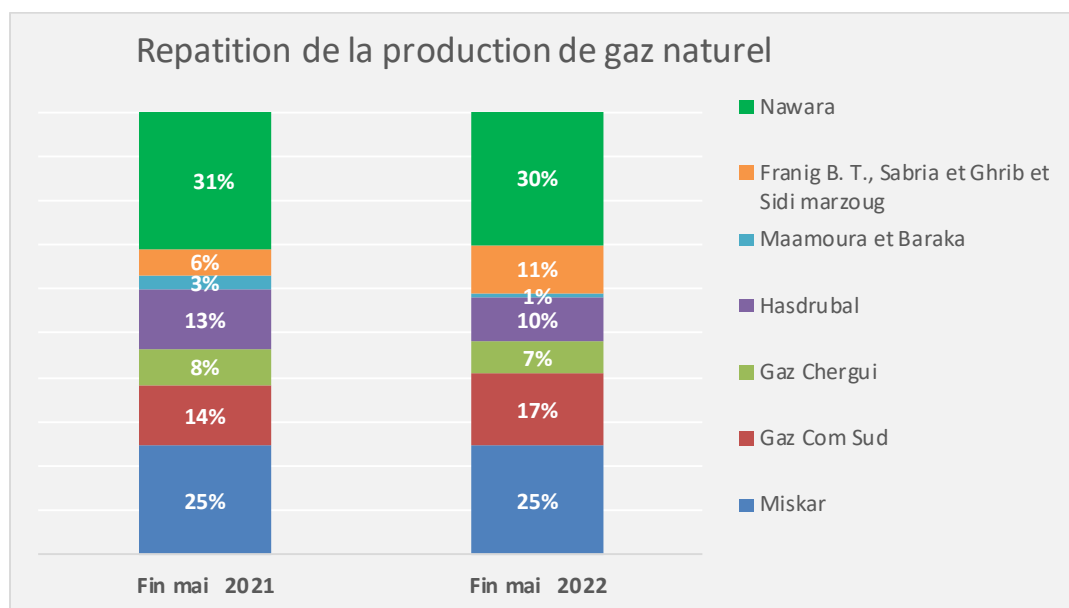
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 du mois du janvier 2022 d'une quantité de 3,4 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 **1234 ktep**, à fin mai **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **4%** 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 mai **2021** et à fin mai **2022**.

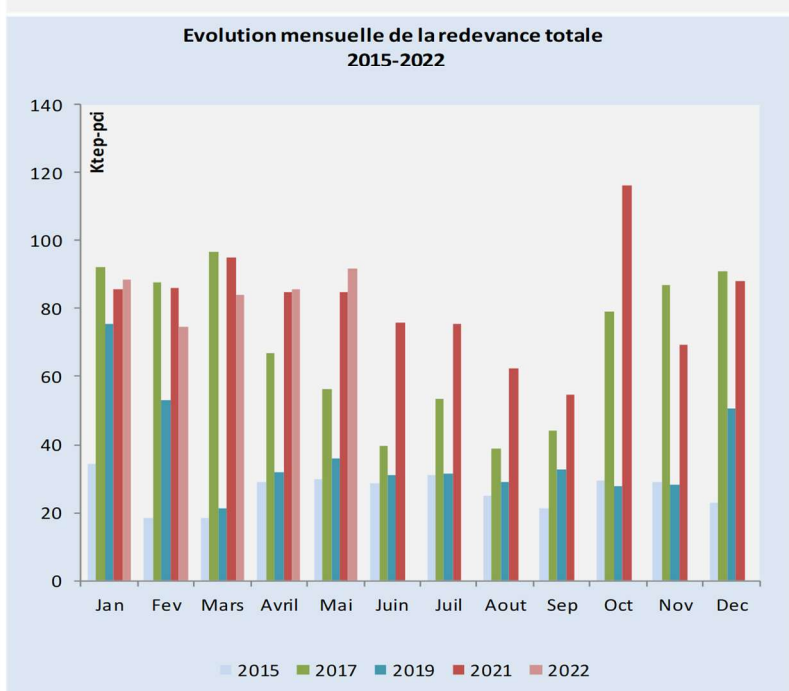
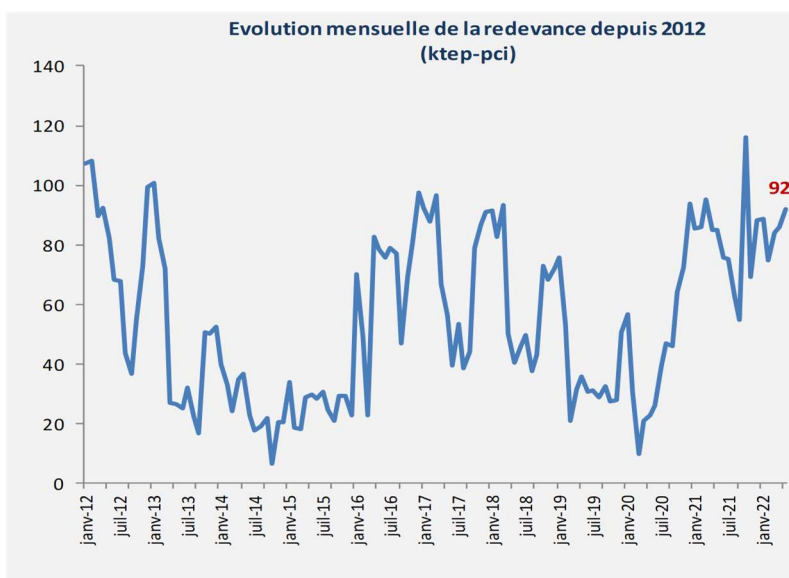
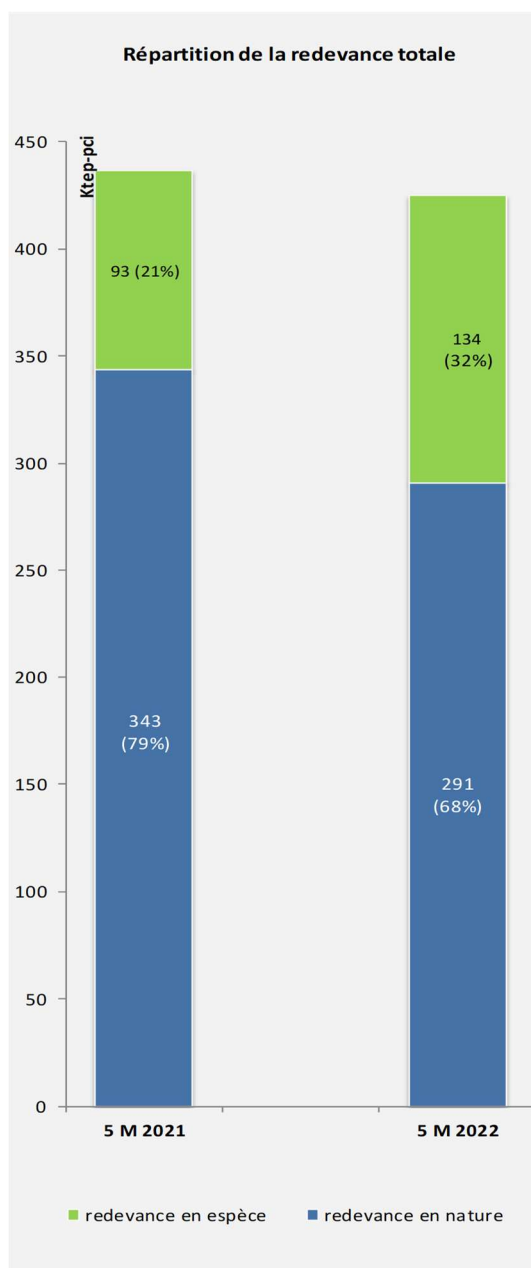


Il convient de noter :

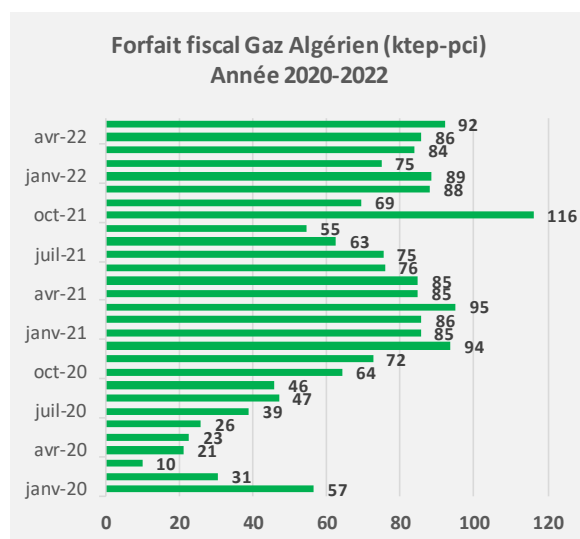
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **29%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **13%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **73%**, en déclin naturel.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**3%**) à fin mai **2022** par rapport à fin mai **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 (**68%**).

Durant le mois du janvier **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 réexportée.



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

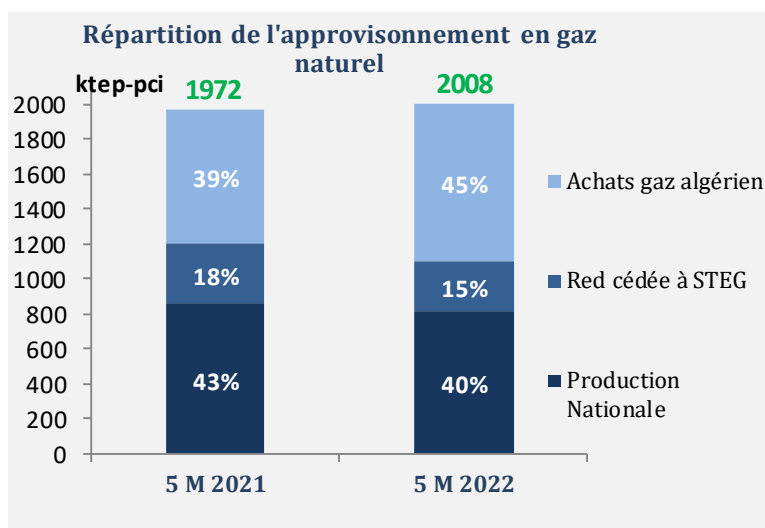


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **17%**, entre fin mai **2021** et fin mai **2022**, pour se situer à **908 ktep** et ceci à cause de la hausse de la demande après le dé-confinement à partir du mois de mai **2021** et la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **2%** entre fin mai **2021** et fin mai **2022** pour se situer à **2008 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 **43%** à **40%**.
2. Baisse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **18%** à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **39%** à **45%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2021 (a)	A fin mai 2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	13	17	33%	
Essence Sans Pb	52	50	-4%	
Petrole Lampant	15	12	-23%	
Gasol ordinaire	277	253	-9%	
Fuel oil BTS	222	198	-11%	
Virgin Naphta	93	90	-3%	
White Spirit	4	3	-21%	
Total production STIR	676	623	-8%	
Taux couverture STIR (1)	37%	33%	-12%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	20%	17%	-12%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	151	146	-3%	
Jours de fonctionnement du Platforming	136	132	-3%	

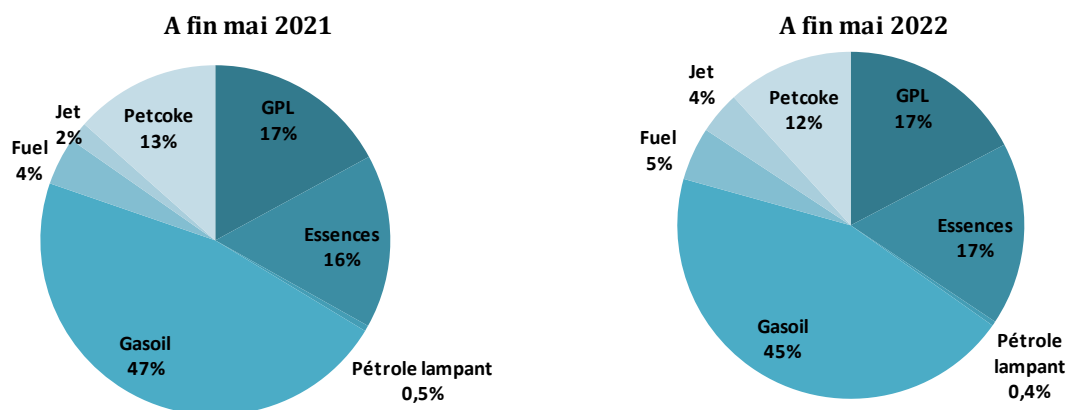
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin mai				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	231,6	310	327	5%	3%
Essences	787	189,7	291	322	11%	5%
Essence Super	0	0,9	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	188,8	287	315	10%	4%
Essence premium	14	0	5	7	42%	-
Pétrole lampant	17,6	33,3	9,6	8,1	-16%	-11%
Gasoil	2125	765,5	846	841	-1%	1%
Gasoil ordinaire	1713	724,2	695	649	-7%	-1%
Gasoil SS	405	41,2	149	189	27%	14%
Gasoil premium	7	0	2,1	2,9	35%	-
Fuel	233	141,1	81	94	16%	-3%
STEG & STIR	31	5,5	13	11	-15%	6%
Hors (STEG & STIR)	202	135,6	68	83	22%	-4%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	6	9	46%	14%
Jet	134	72,9	33	74	123%	0%
Coke de pétrole	589	128,9	244	229	-6%	5%
Total	4578	1565	1822	1905	5%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4535	1557	1803	1885	5%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin mai **2021** et fin mai **2022**, une hausse de **5%** pour se situer à **1905** 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 **11%**, de fuel de **16%** et du jet de **123%**. Par contre la demande du gasoil a enregistré une petite baisse de **1%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin mai **2021** et fin mai **2022** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **2%** à **4%** et le gasoil qui est passé de **47%** à **44%**.

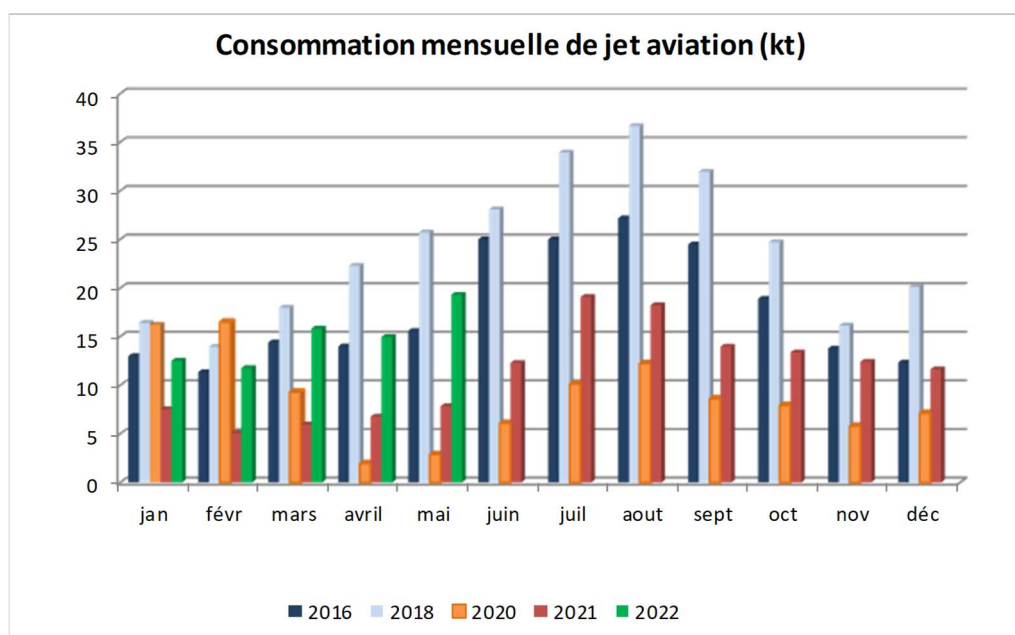


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin mai **2021** et fin mai **2022**, une hausse de **2%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

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

La consommation de coke de pétrole a diminué de **6%** entre fin mai **2021** et fin mai **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 **123%** à fin mai **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

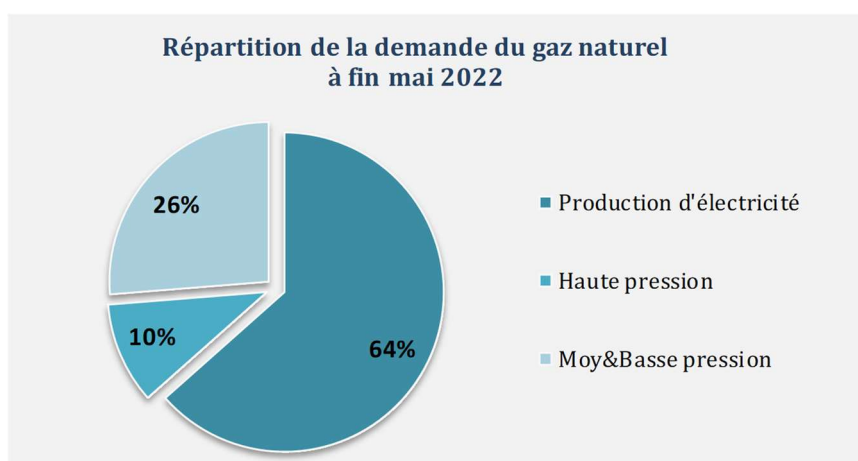
DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2021	A fin mai				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 106	1 693	1 965	2 004	2%	1%
Production d'électricité	3 762	1 174	1 365	1 272	-7%	1%
Hors prod élec	1 344	519	600	732	22%	3%
Haute pression	301	156	116	206	78%	2%
Moy&Basse pression	1 043	363	484	526	9%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 673	1 882	2 184	2 227	2%	1%
Production d'électricité	4 180	1 305	1 517	1 413	-7%	1%
Hors prod élec	1 493	577	666	814	22%	3%
Haute pression	334	174	129	229	78%	2%
Moy&Basse pression	1 159	403	538	585	9%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** entre fin mai **2021** et fin mai **2022** pour se situer à **2004 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **7%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **22%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**63%** de la demande totale à fin mai **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 **22%** pour se situer à **732 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **9%** et celle des clients haute pression a augmenté de **78%**.



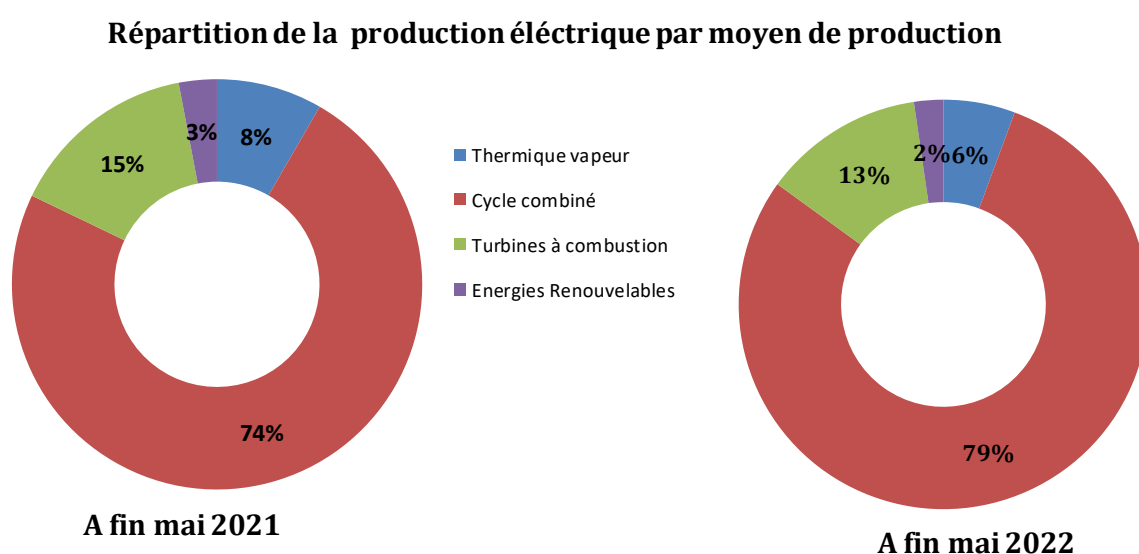
Cette forte augmentation au niveau des clients HP est due essentiellement à la relance de la majorité des activités économiques.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **2.1%** entre fin mai **2021** et fin mai **2022** pour se situer à **201 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **5%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **7%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique pour passer de **74%** à fin mai **2021** à **79%** à fin mai **2022**.

A noter que La production de Carthage Power Company a accusé une diminution de la production électrique de **47%**, et ce suite à l'arrêt non programmé de la TVCC pour travaux de maintenance.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Mai		A fin mai	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	5	0	0	1	0
Nb total des permis	19	23	19	23	19
Nb de forages explo.	2	0	0	0	0
Nb forages dével.	4	1	0	1	1
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mai **2022**, est de **19** dont **12** permis de recherche et **7** permis de prospection. Le nombre total de concessions est de **57** dont **45** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Exploration

Acquisition sismique à fin mai 2022

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

Forage d'exploration à fin mai 2022

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin mai **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 mai 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	Opérations en cours

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin mai				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	4 218	6 281	6495	3%	4%
FUEL + GASOIL	0	2	0,11	0,08	-32%	-24%
GAZ NATUREL	16319	4131	6053	6328	5%	4%
HYDRAULIQUE	28	19	12	5	-61%	-11%
EOLIENNE	425	65,4	213	150	-30%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	3	13	276%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	1361	1339	706	-47%	-5%
ACHAT TIERS	162	33	72	72	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	20084	5 613	7 692	7 272	-5%	2%
Echanges	28	19	0	-24	6172%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	2	676	-	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	56	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	5612	7638	7924	4%	3%

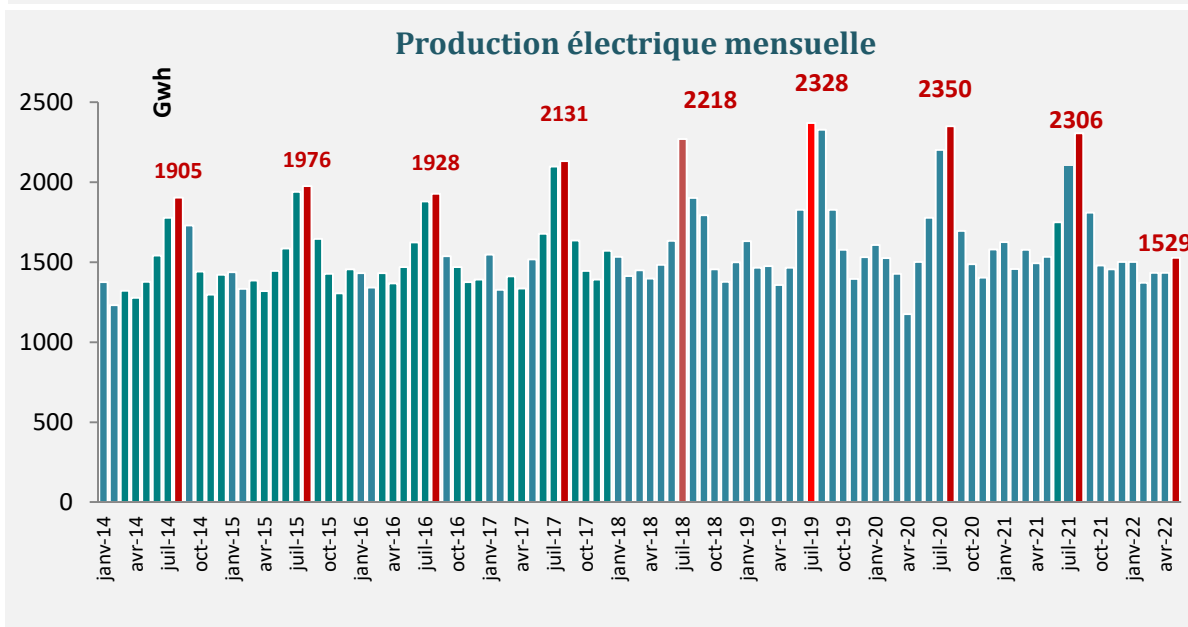
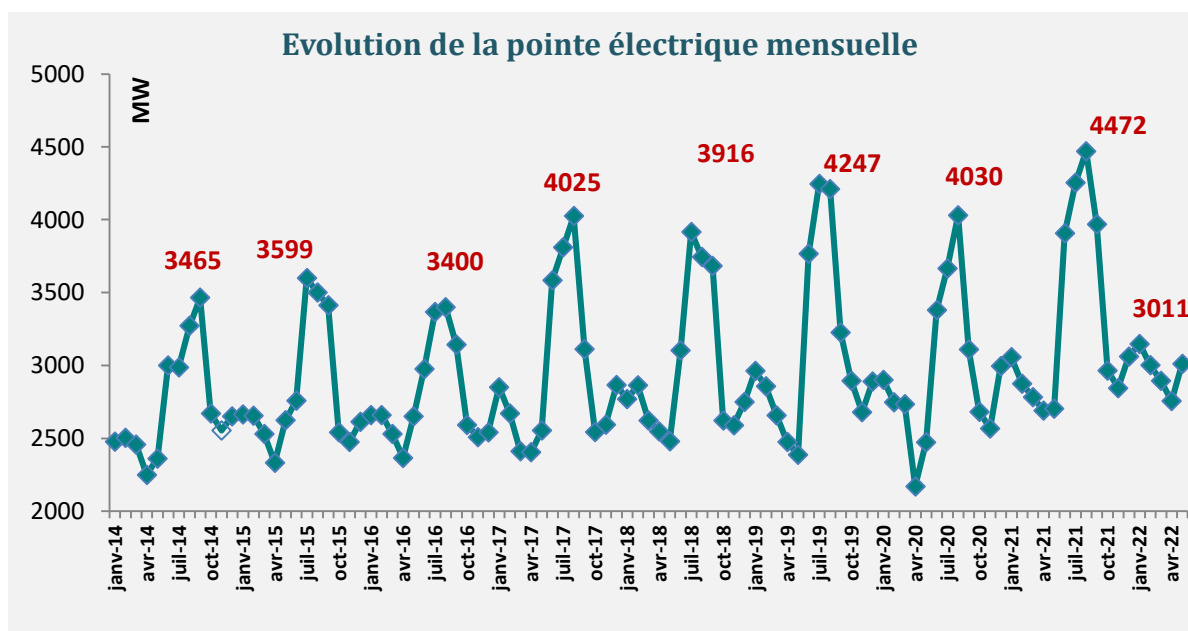
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

La production totale d'électricité a enregistré, à fin mai **2022**, une diminution de **5%** pour se situer à **7 272 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **7 692 GWh** à fin mai **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **4%**, ceci est dû à l'augmentation des importations pour couvrir la demande du marché local. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert **9%** des besoins du marché local.

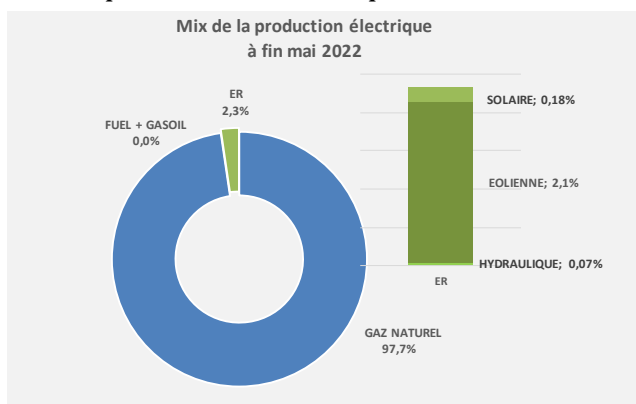
La pointe a enregistré une hausse de **3%** pour se situer à **3147 MW** à fin mai **2022** (enregistré en janvier 2022) contre **3056 MW** à fin mai **2021**.

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 **89%** de la production nationale à fin mai **2022**.

L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **5%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin mai **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin mai				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	526	575	541	-6%	0,2%
Moyenne tension	6777	2279	2516	2635	5%	1%
Basse tension	8249	2222	3153	3305	5%	3%
TOTAL VENTES **	16383	5 027	6 244	6 481	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 mai **2022** et fin mai **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 **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

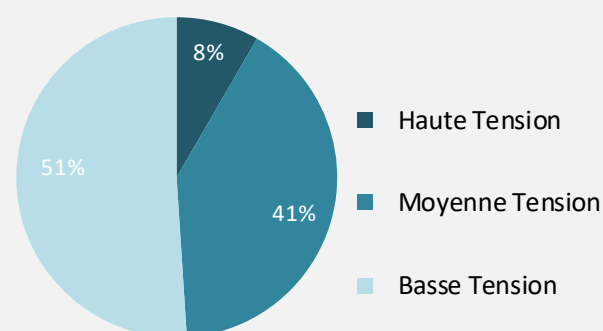
bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **64%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin mai **2022**.

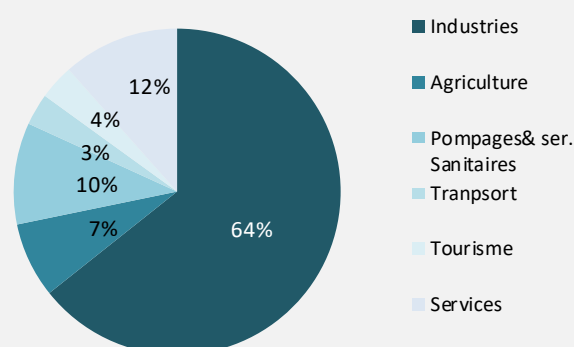
La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement le tourisme (+61%), le papier et l'édition (+28%), et des industries chimiques et du pétrole (+7%)

Contre une baisse des ventes des industries de matériaux construction et des industries alimentaires et du tabac (7%), ainsi que du pompage agricole (-3%).

Répartition des ventes d'électricité à fin mai 2022



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



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin mai 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	140 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
kbbbl/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.