

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, avril 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

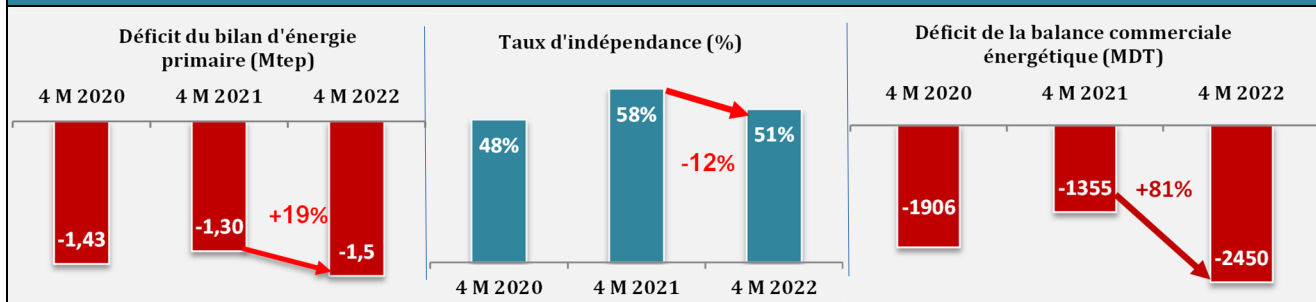
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



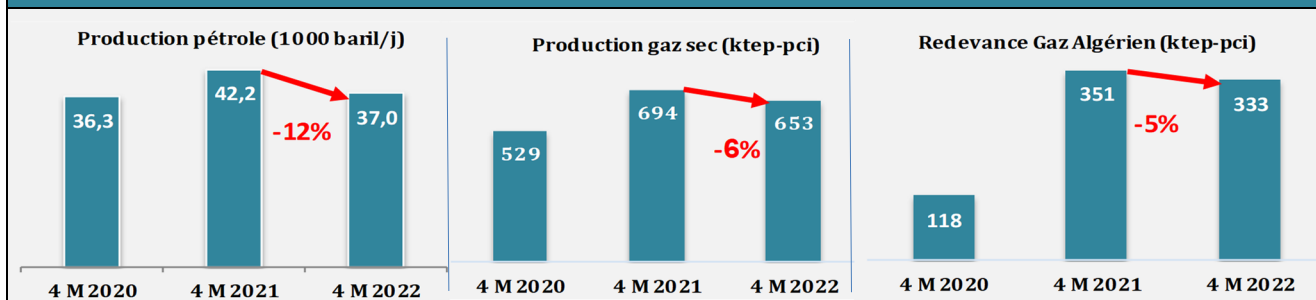
Date de la publication : 08/06/2022

Faits marquants des quatre premiers mois de 2022

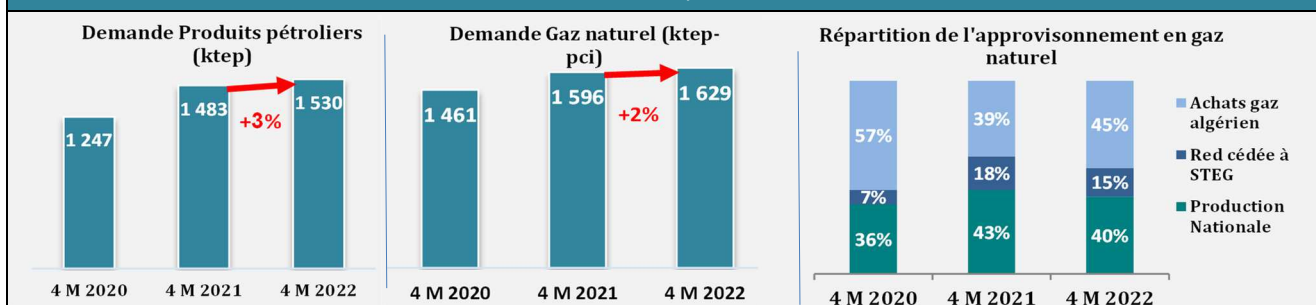
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



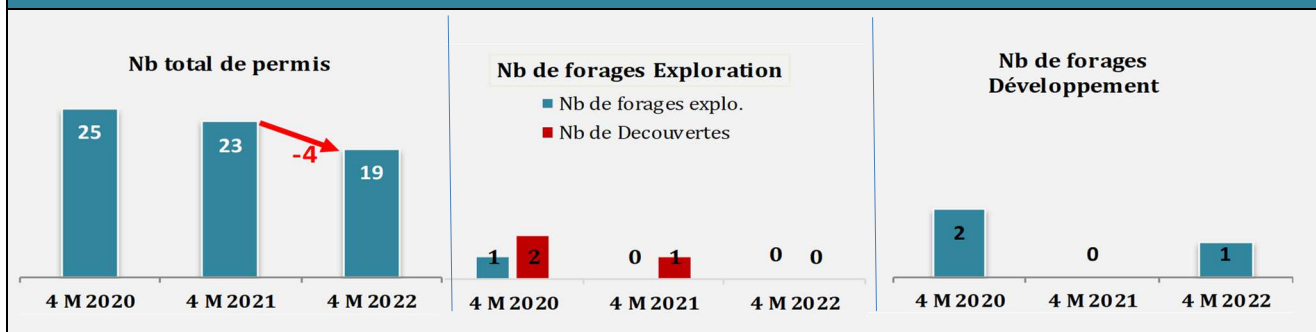
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



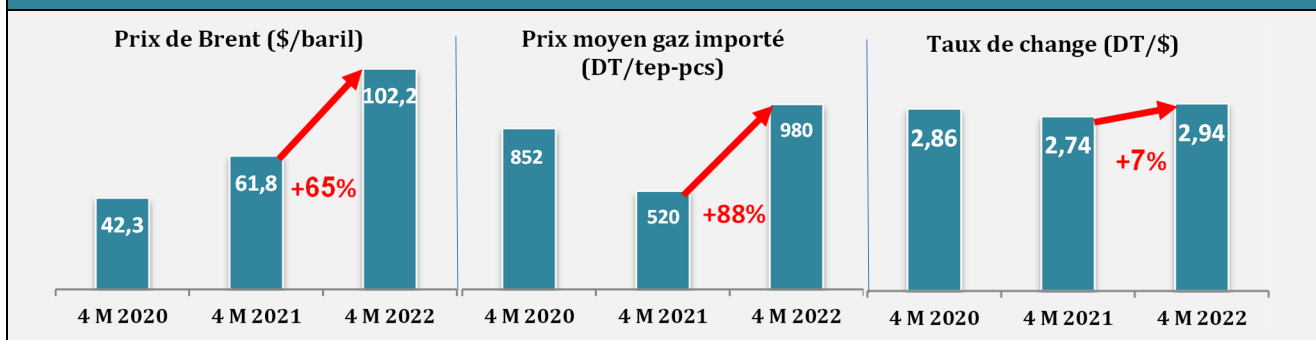
Demande des hydrocarbures



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 avril				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	5088	2744	1796	1625	-10%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	1306	676	589	-13%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	162	47,6	58	36	-38%	-2%
Gaz naturel	2925	1385	1046	987	-6%	-3%
Production	1946	935	694	653	-6%	-3%
Redevance	978	450	351	333	-5%	-2%
Elec primaire	40	6	16	13	-20%	7%
DEMANDE	9724	2591	3095	3171	2%	2%
Produits pétroliers	4578	1238	1483	1530	3%	2%
Gaz naturel	5106	1348	1596	1629	2%	2%
Elec primaire	40	6	16	13	-20%	7%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4635	153	-1299	-1547		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5614	-297	-1650	-1880		

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

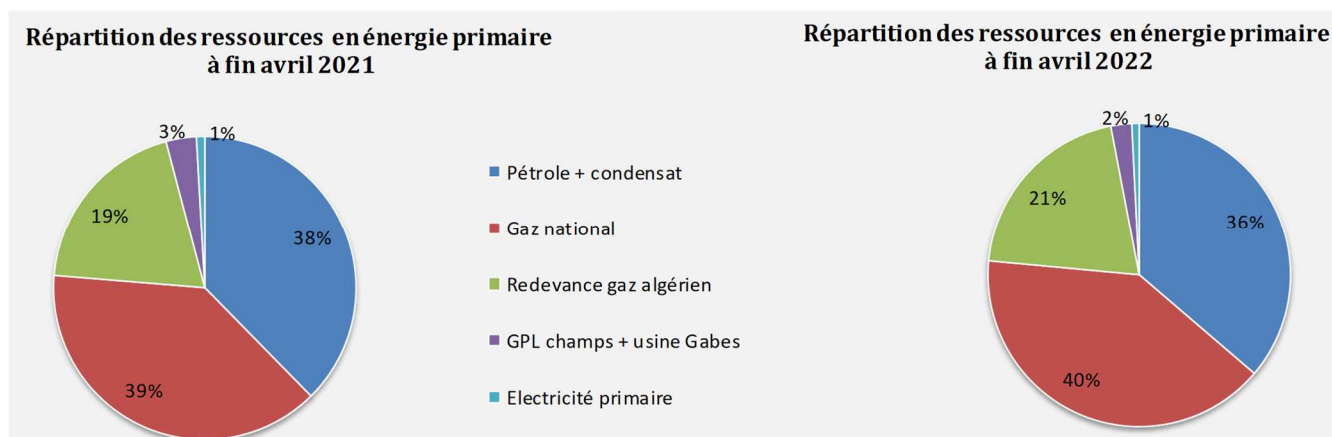
(2) GPL champs hors Franig/Baguel/terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

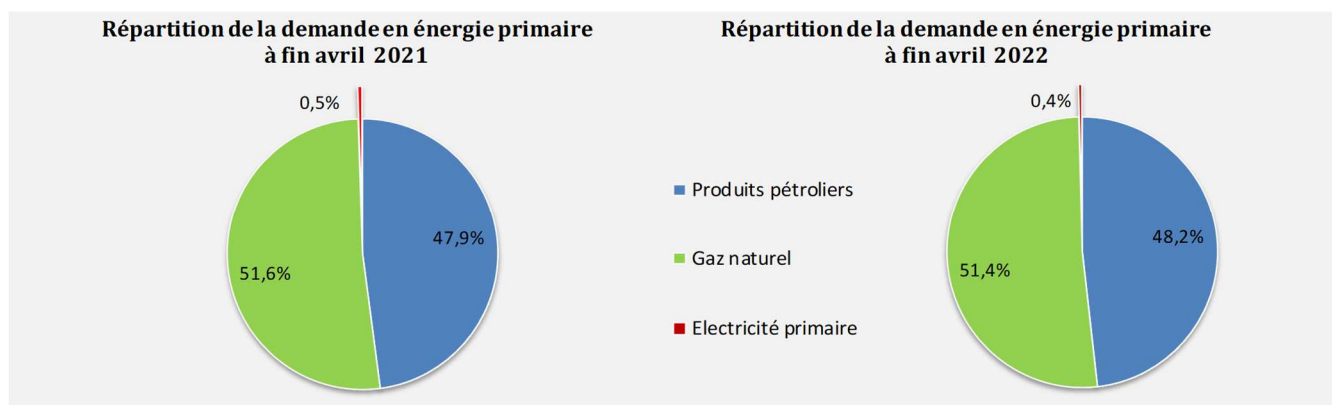
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.6 Mtep** à fin avril **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédant de **10%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut.

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 avril **2021** et fin avril **2022** pour passer de **3.1 Mtep** durant les quatre premiers mois de **2021** à **3.2 Mtep** durant la même période de **2022**: la demande du gaz naturel a augmenté de **2%** et celle des produits pétroliers a augmenté de **3%**.

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 avril **2022**, **un déficit de 1.5 Mtep** contre un déficit enregistré à fin avril **2021** de **1.3 Mtep**. **Le taux**

d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **51%** à fin avril **2022** contre **58%** à fin avril **2021**.

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

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **19%** à fin avril **2022** par rapport à fin avril **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 avril			A fin avril			A fin avril		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				799	929	16%	960	1907	99%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	473	598	27%	484,0	609	26%	597	1282	115%
ETAP	151	370	145%	154	376	144%	179	716	301%
PARTENAIRES	322	228	-29%	330	233	-29%	418	566	35%
GPL Champs	19	14	-25%	21	16	-25%	27	32	20%
ETAP	10	8	-25%	11	9	-25%	14,4	17	20%
PARTENAIRES	9	7	-25%	10	7	-25%	12,2	15	21%
PRODUITS PETROLIERS	225	210	-6%	225	211	-6%	293	475	62%
Fuel oil (BTS)	164	139	-15%	160	136	-15%	200	300	50%
Virgin naphta	61	71	17%	64	75	17%	93	175	89%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				69	92	33%	44	119	168%
IMPORTATIONS				2529	2554	1%	2315	4358	88%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	314	370	18%	321	380	19%	434	888	104%
PRODUITS PETROLIERS	1260	1118	-11%	1231	1103	-10%	1519	2667	76%
GPL	180	219	21%	200	242	21%	295	615	108%
Gasoil ordinaire	391	203	-48%	402	208	-48%	536	633	18%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	124	158	27%	128	162	27%	177	451	154%
Jet ⁽⁶⁾	28	59	113%	29	61	113%	39	185	380%
Essence Sans Pb	182	189	4%	190	198	4%	306	539	76%
Fuel oil (HTS)	60	50	-16%	59	49	-16%	59	82	39%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	295	239	-19%	224	182	-19%	107	163	52%
GAZ NATUREL				977	1071	10%	362	803	122%
Redevance totale ⁽²⁾				351	333	-5%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				626	738	18%	362	803	122%

(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

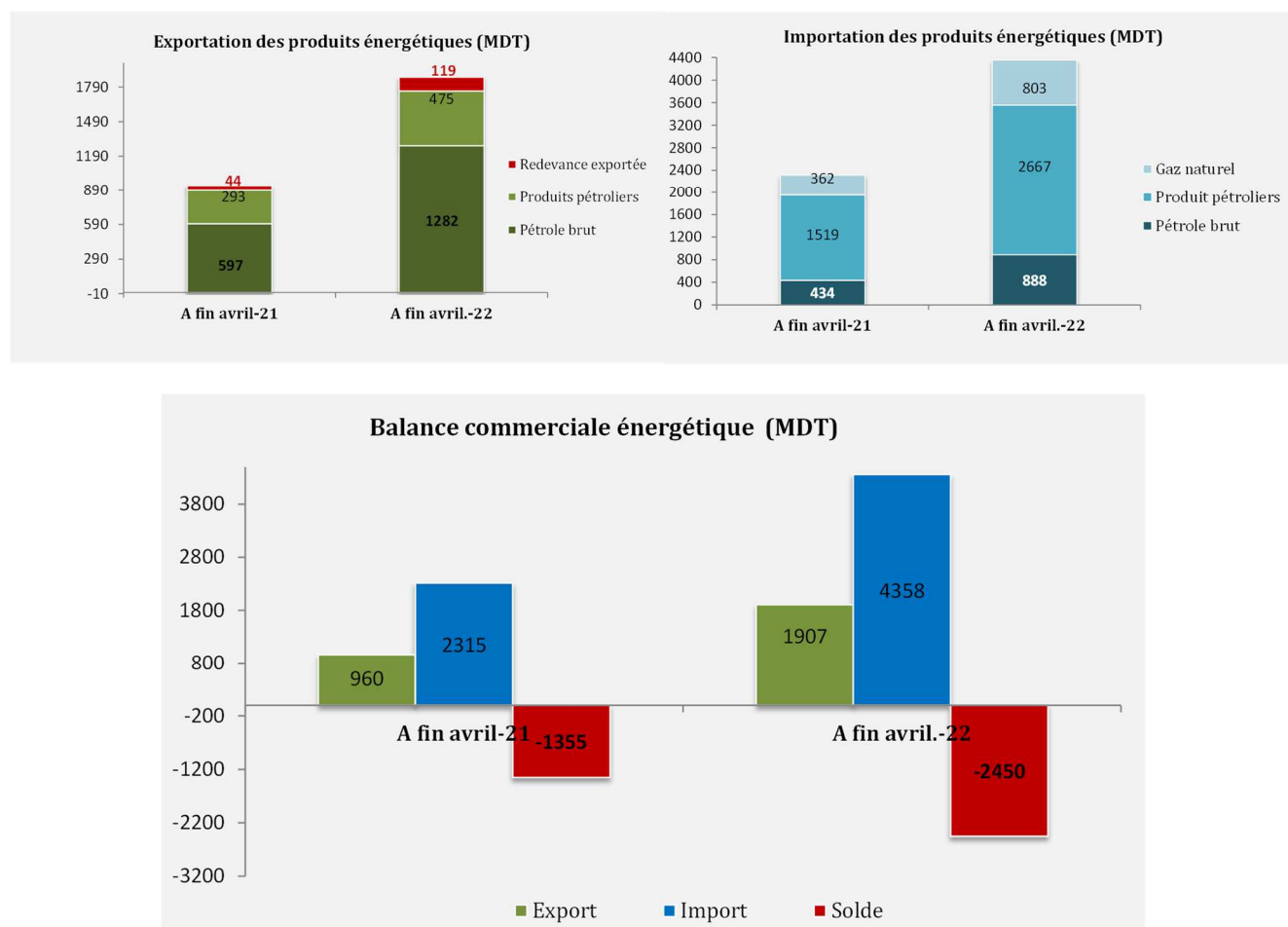
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 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.

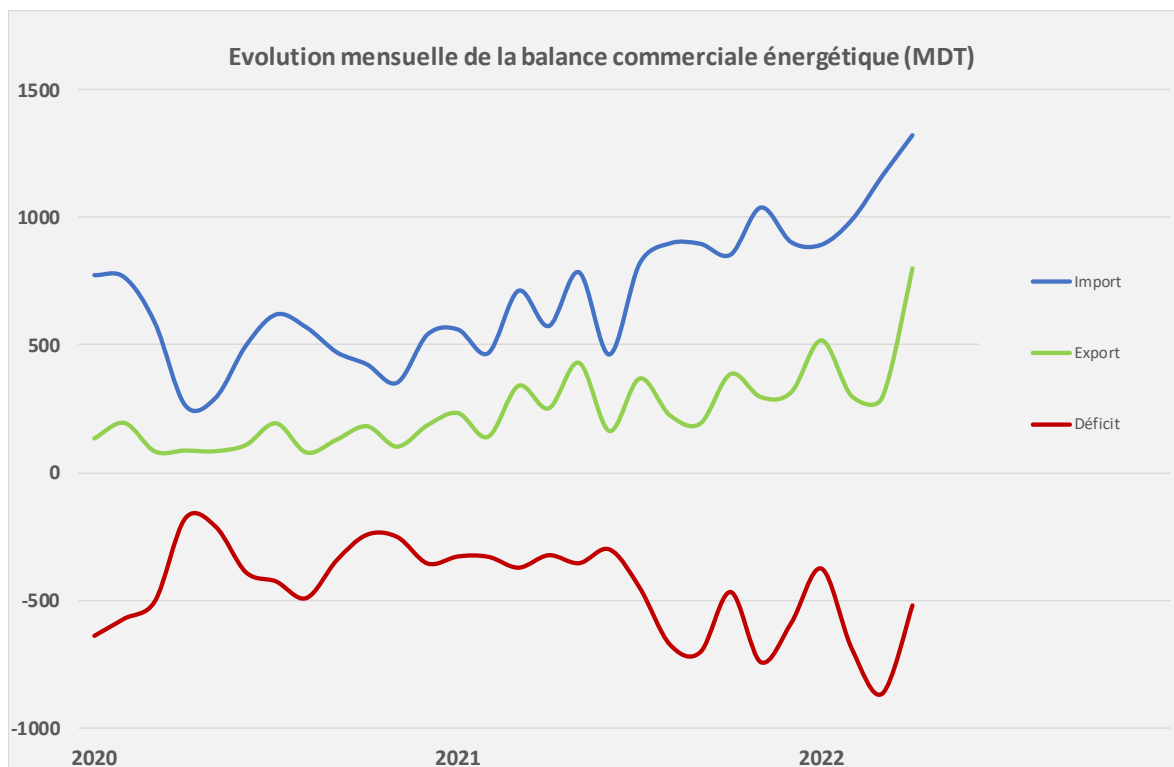
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **99%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **88%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1355 MDT** à fin avril **2021** à **2450 MDT** à fin avril **2022**, soit une augmentation de **81%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



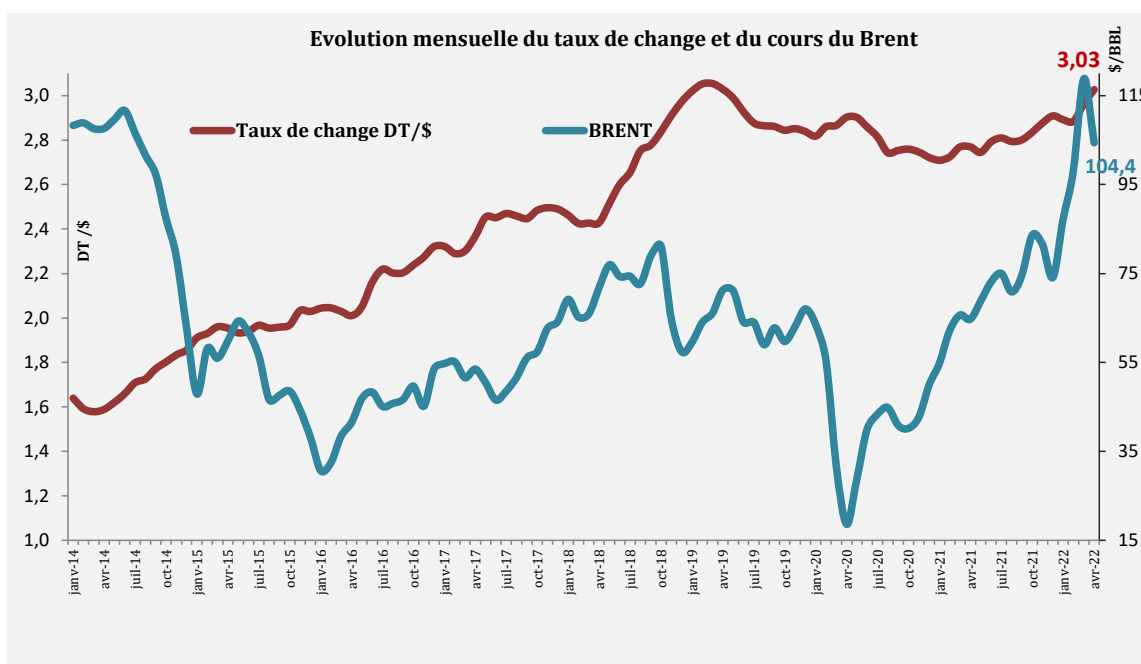
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 **6% (+)** à fin avril **2022** par rapport à fin avril **2021**.

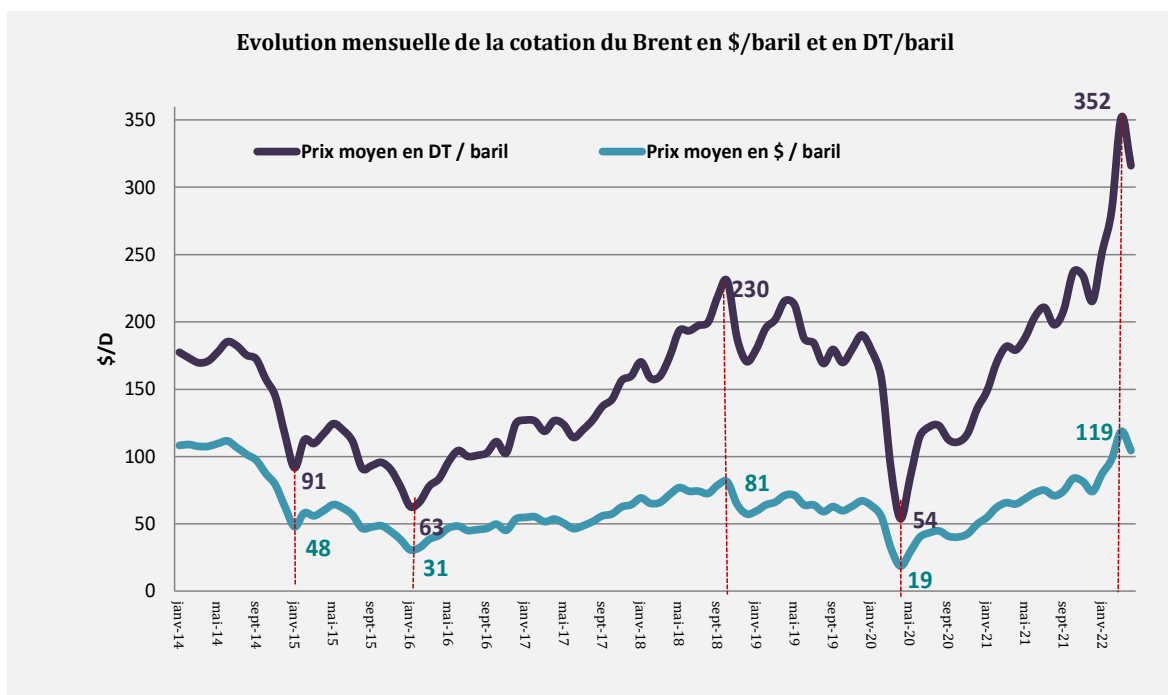
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, à fin avril **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **40.3\$/bbl : 102.2 \$/bbl** à fin avril **2022** contre **61.8\$/bbl** à fin avril **2021** . La cotation mensuelle du mois d'avril **2022** s'est située à **104.4\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **40 \$/bbl** par rapport à avril **2021** et une diminution de **14 \$/bbl** par rapport au mois de mars **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.

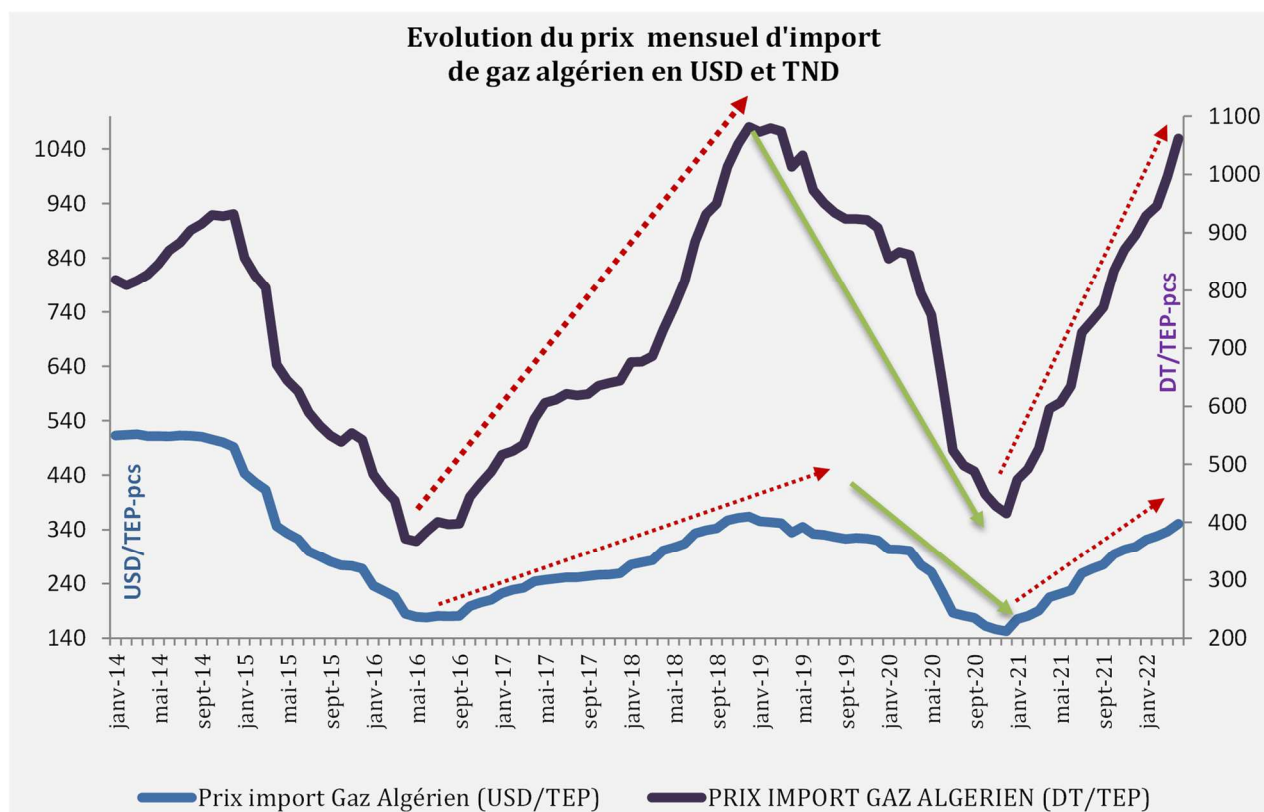


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin avril **2021** et fin avril **2022**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **65%** : **61.8 \$/bbl** contre **102.2 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **7%** entre fin avril **2021** et fin avril **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 **76%** en \$ entre fin avril **2021** et fin avril **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 corrélié 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 **76%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **497 kt** à fin avril **2022** (dont **21%** brut local) contre **535 kt** à fin avril **2021** (dont **18%** brut local).

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **18%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande et la baisse de la production.

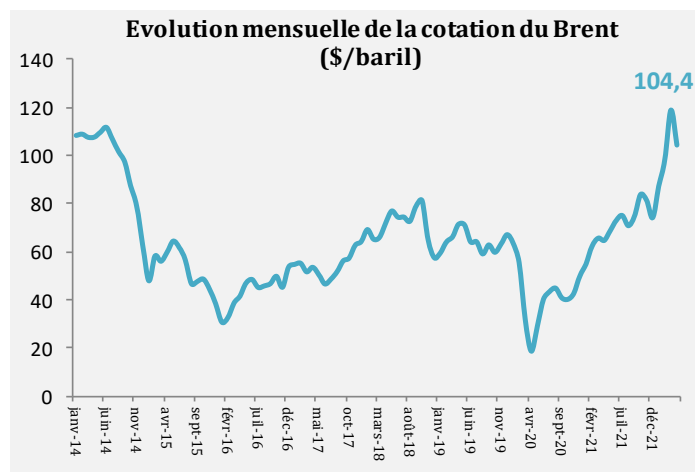
(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **6%** .

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

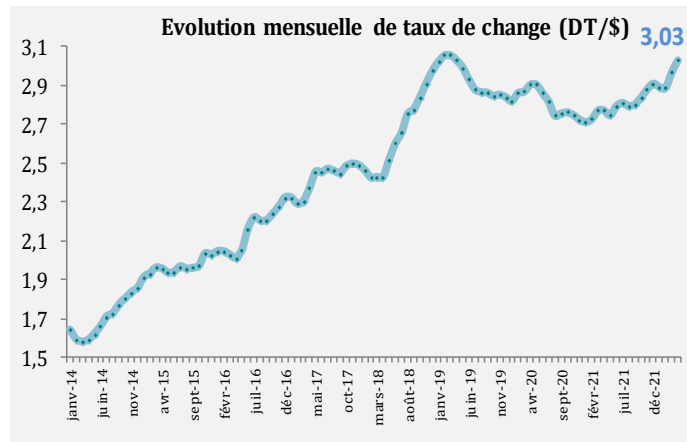
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6	118,8	81%
Avril	18,6	64,7	104,4	61%
Mai	28,98	68,8		
Juin	40,07	73,0		
Juillet	43,4	75,0		
Aout	44,8	70,8		
Septembre	40,8	74,6		
Octobre	40,2	83,7		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel 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		
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 avril 2022	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	319	108
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	259	88

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin avril 2022					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2195	1343	785	202	2330
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2631	1300	323	167	1790
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2411	1314	528	168	2010
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1631	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2812	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	36,56	2 782	0,970	3,948	7,7

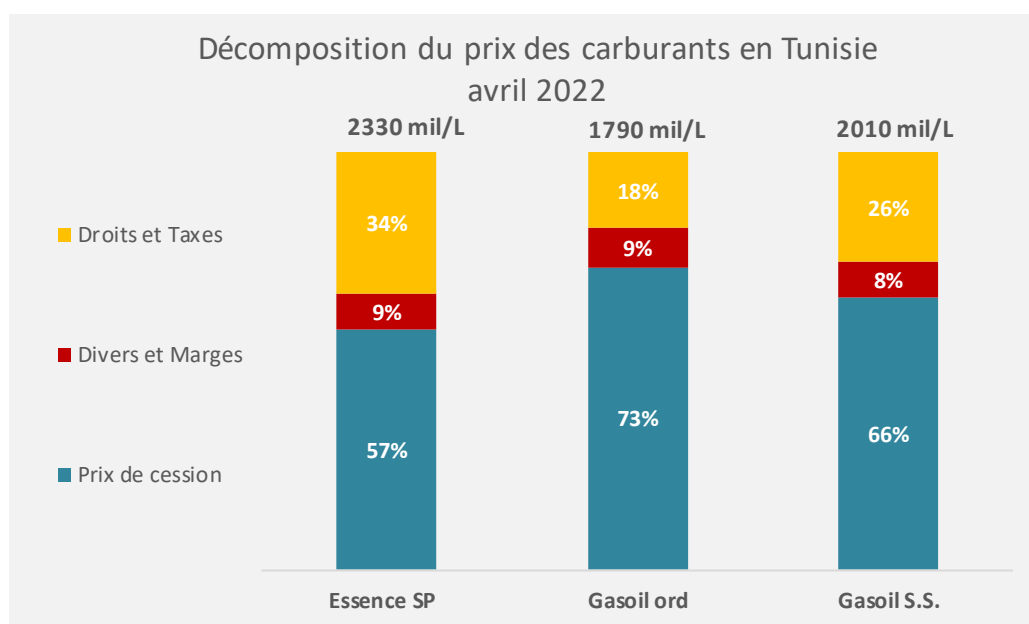
(1) Prix moyen pondéré

(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 avril- 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	980
	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

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 avril		
		2021	2022	Var (%)
El borma	221	76	71	-7%
Ashtart	212	74	67	-9%
Hasdrubal	96	37	26	-28%
Adam	123	42	38	-9%
M.L.D	82	32	27	-13%
El Hajeb/Guebiba	134	44	42	-4%
Cherouq	76	27	23	-13%
Miskar	64	23	22	-3%
Cercina	69	23	19	-17%
Barka	71	30	10	-68%
Franig/Bag/Tarfa	43	16	17	7%
Ouedzar	56	18	17	-6%
Gherib	39	7	24	226%
Nawara	66	27	15	-45%
Halk el Manzel	274	88	42	-53%
Autres	277	90	113	25%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	655	576	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	669	589	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	661	576	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	676	589	-13%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	148	53	33	-38%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	58	36	-38%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 068	715	609	-15%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 124	734	625	-15%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **576 kt** à fin avril **2022** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à fin avril **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 (-**68%**), Nawara (-**45%**), Hasdrubal (-**28%**), Ashtart (-**9%**), El borma (-**7%**) et M.L.D (-**13%**)

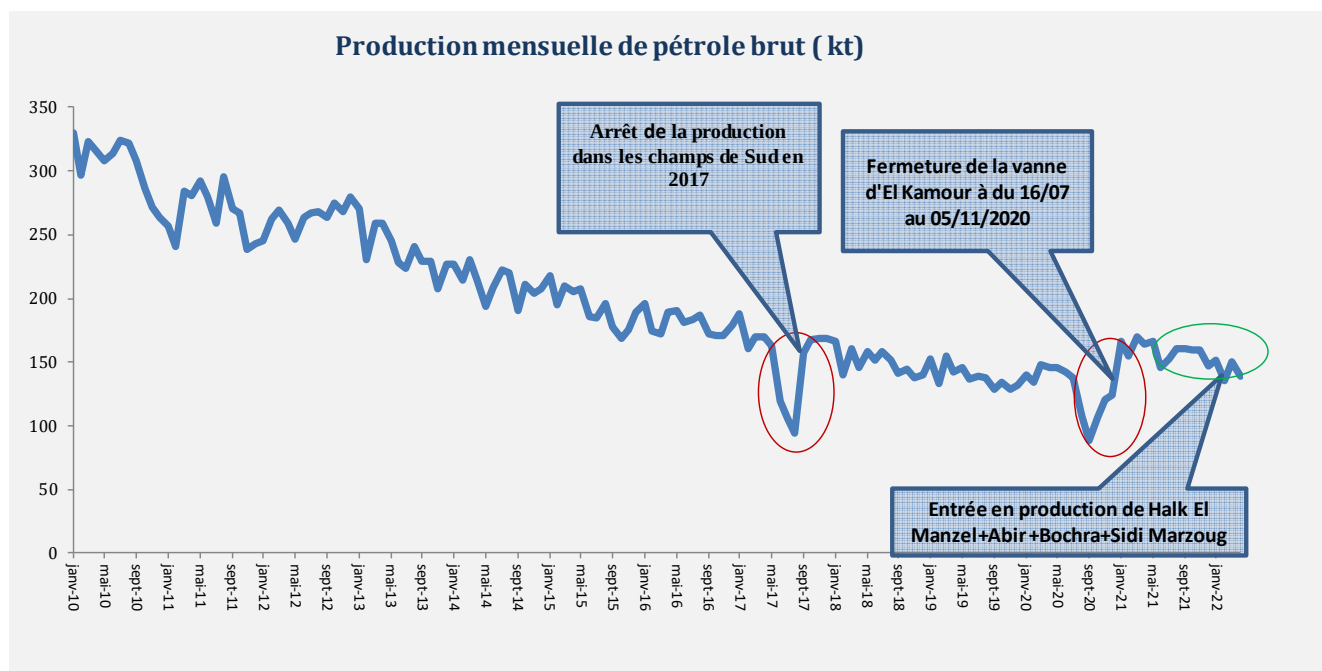
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+**226%**), Gremda/El Ain (+**586%**) et Franig/Bag/Tarfa (+**7%**).

Il convient de noter :

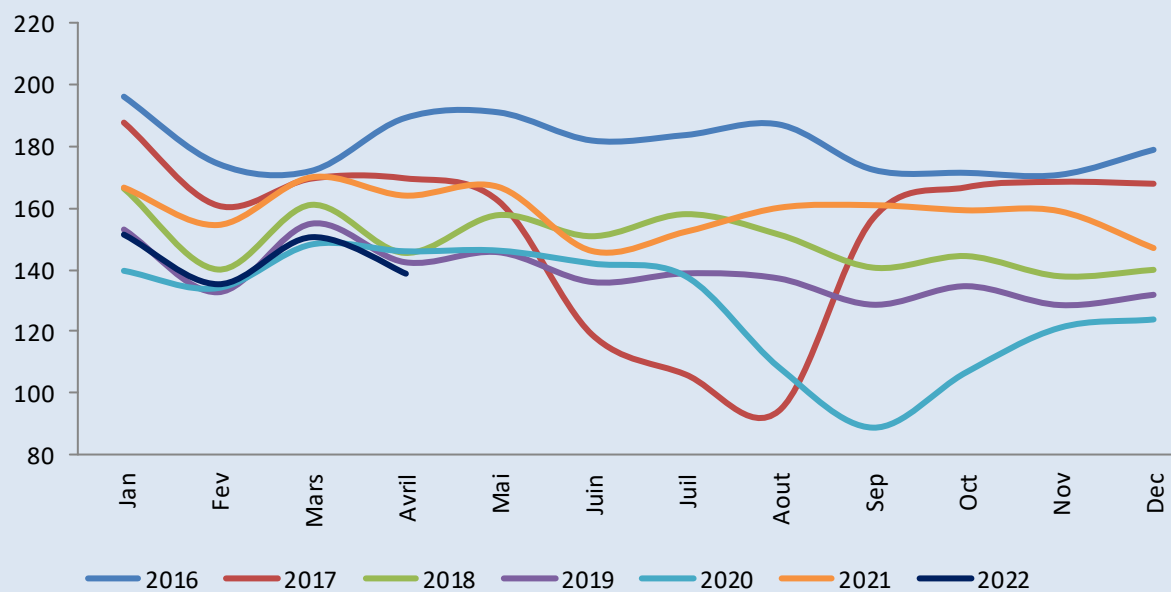
- **Concession Hasdrubal** : arrêt total de la production du 20-02-22 au 4-03-22
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : Problèmes techniques majeurs qui ont causé la chute de la production de 53%, satabilisation en cours.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **42.2** mille barils/j à fin avril **2021** à **37** mille barils/j à fin avril **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)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin avril				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 925	1 385	1 046	987	-6%	-3%
Production nationale	1 946	935	694	653	-6%	-3%
Miskar	474	482	169	161	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	286	105	97	113	17%	1%
Gaz Chergui	160	76	56	45	-19%	-4%
Hasdrubal	242	164	93	62	-33%	-8%
Maamoura et Baraka	61	4	25	6	-74%	4%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	103	38	72	88%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	217	194	-11%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	450	351	333	-5%	-2%
Achats	2 295	175	626	738	18%	13%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 250	1539	1162	1096	-6%	-3%
Production nationale	2 162	1039	772	726	-6%	-3%
Miskar	527	536	188	179	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	317	117	107	126	17%	1%
Gaz Chergui	178	85	62	50	-19%	-4%
Hasdrubal	269	182	103	69	-33%	-8%
Maamoura et Baraka	68	4	27	7	-74%	4%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	115	42	80	88%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	242	215	-11%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	500	390	370	-5%	-2%
Achats	2 550	195	695	820	18%	13%

(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

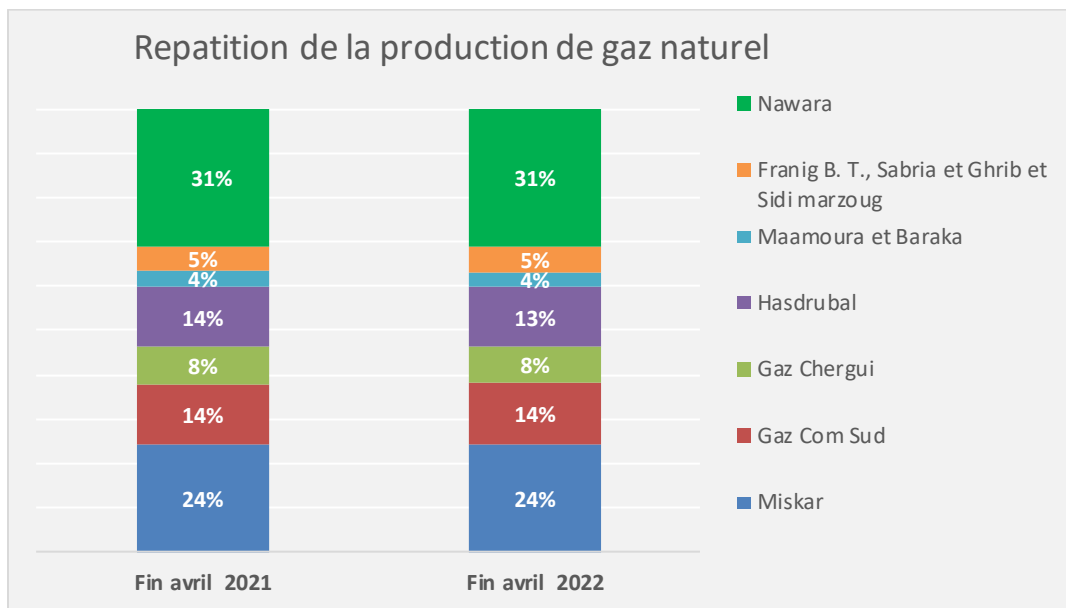
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 **987 ktep**, à fin avril **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **6%**.

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

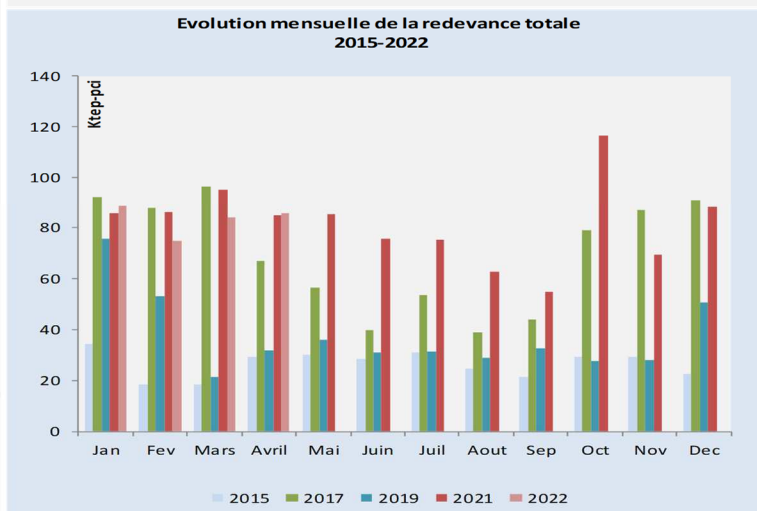
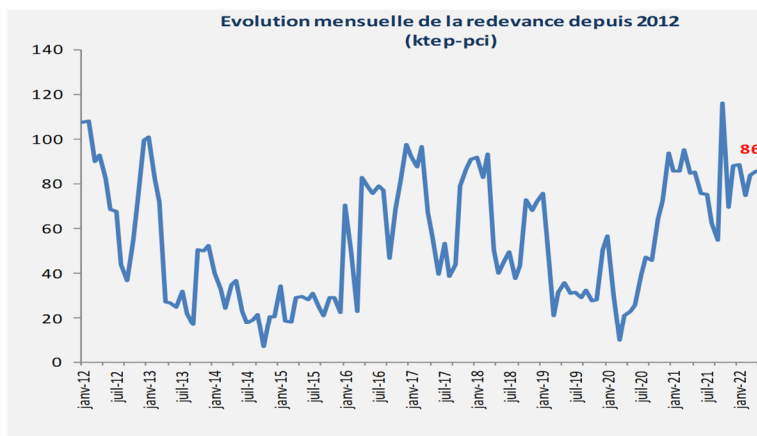
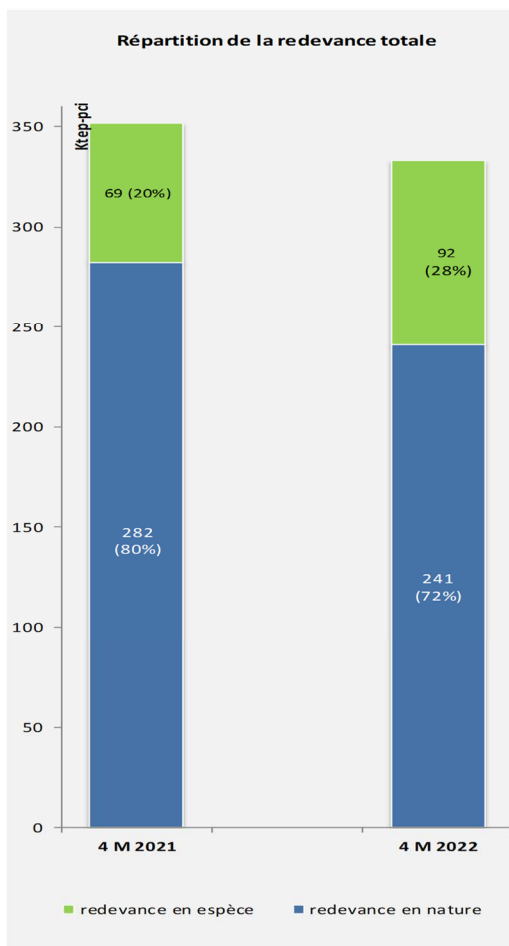


Il convient de noter :

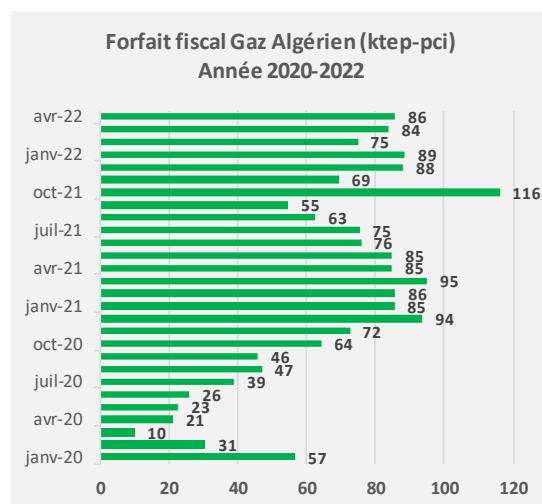
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **33%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **17%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **74%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**5%**) à fin avril **2022** par rapport à fin avril **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 (**72%**).

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**.

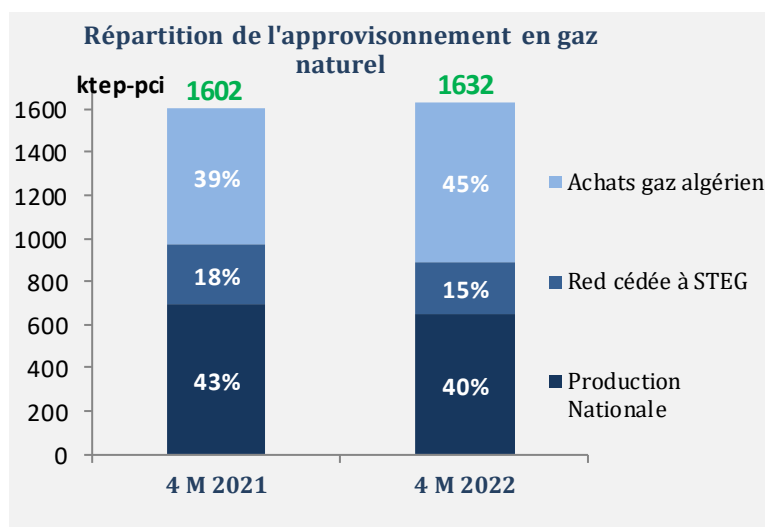


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **18%**, entre fin avril **2021** et fin avril **2022**, pour se situer à **738 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 avril **2021** et fin avril **2022** pour se situer à **1632** 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 fin avril		Remarques
	(a)	2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	
	<i>en ktep</i>			
GPL	10	13	29%	
Essence Sans Pb	43	40	-8%	
Petrole Lampant	15	12	-23%	
Gasoil ordinaire	220	197	-10%	
Fuel oil BTS	175	159	-9%	
Virgin Naphta	68	72	5%	
White Spirit	4	3	-28%	
Total production STIR	535	495	-7%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-10%	(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	120	115	-4%	
Jours de fonctionnement du Platforming	110	101	-8%	

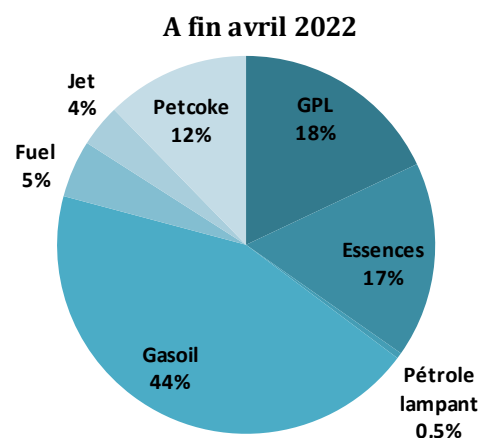
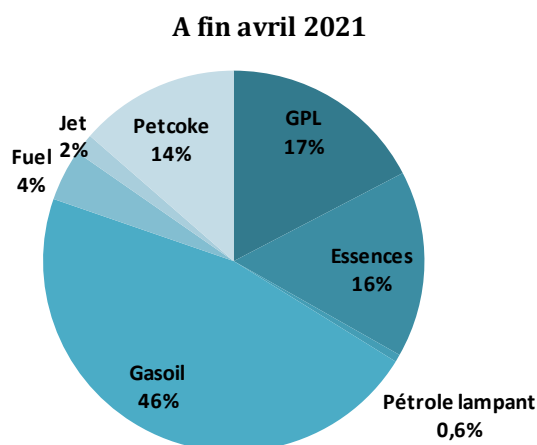
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin avril				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	190,1	256	273	7%	3%
Essences	787	150,3	234	255	9%	5%
Essence Super	0	0,7	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	149,6	231	249	8%	4%
Essence premium	14	0	4	6	49%	-
Pétrole lampant	17,6	27,8	9,3	7,2	-22%	-11%
Gasoil	2125	605,4	686	668	-3%	1%
Gasoil ordinaire	1713	573,5	564	515	-9%	-1%
Gasoil SS	405	31,9	121	151	25%	14%
Gasoil premium	7	0	1,7	2,4	42%	-
Fuel	233	112,5	65	75	15%	-3%
STEG & STIR	31	5,3	10	8	-16%	4%
Hors (STEG & STIR)	202	107,2	55	66	21%	-4%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	5	7	52%	12%
Jet	134	52,7	25	55	116%	0%
Coke de pétrole	589	98,4	201	189	-6%	6%
Total	4578	1239	1483	1530	3%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4535	1232	1468	1514	3%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin avril **2021** et fin avril **2022**, une hausse de **3%** pour se situer à **1530** 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%**, de fuel de **15%** et du jet de **116%**. Par contre la demande du gasoil a enregistré une baisse de **3%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin avril **2021** et fin avril **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 **46%** à **44%**.

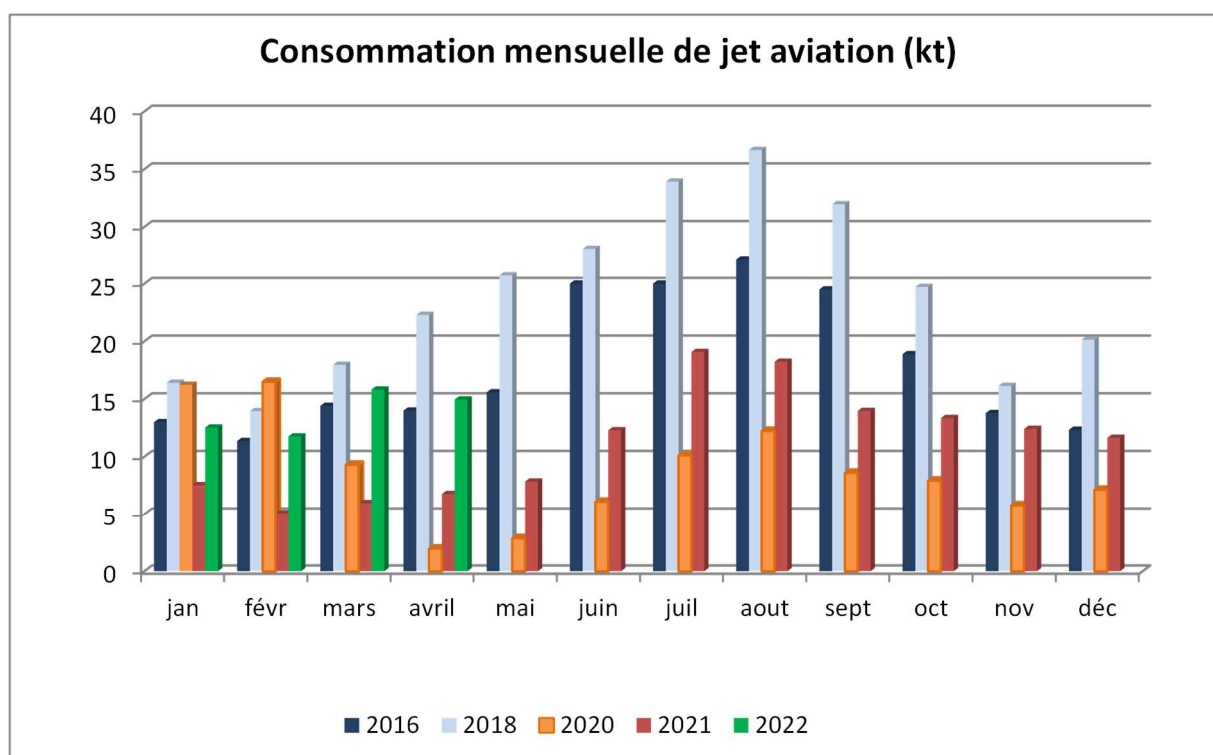


La consommation de carburants routiers a enregistré une quasi stabilité, à fin avril **2022** par rapport à fin avril **2021**. Elle représente **60%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **7%** entre fin avril **2021** et fin avril **2022**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **7%** entre à fin avril **2021** et à fin avril **2022** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **116%** à fin avril **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 avril				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 097	1 348	1 596	1 629	2%	2%
Production d'électricité	3 762	923	1 079	1 005	-7%	1%
Hors prod élec	1 335	425	517	624	21%	3%
Haute pression	299	125	96	169	77%	3%
Moy&Basse pression	1 036	299	421	455	8%	4%

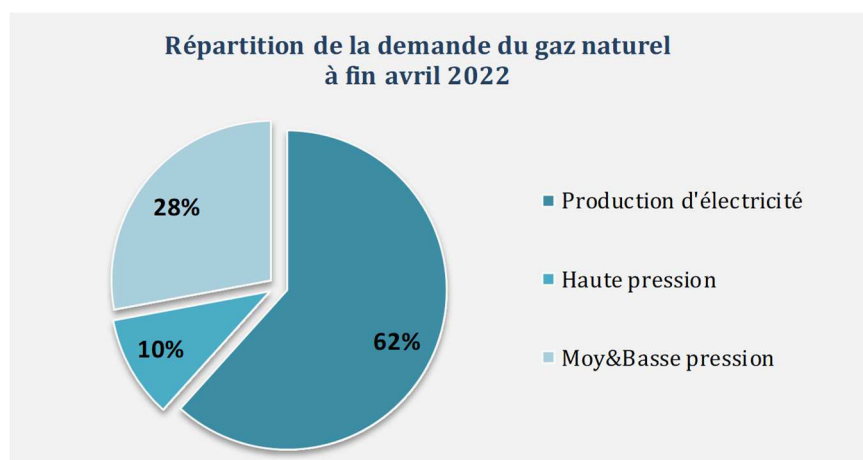
DEMANDE	5 663	1 498	1 774	1 810	2%	2%
Production d'électricité	4 180	1 026	1 199	1 116	-7%	1%
Hors prod élec	1 483	472	574	693	21%	3%
Haute pression	332	139	106	188	77%	3%
Moy&Basse pression	1 151	333	468	505	8%	4%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** entre fin avril **2021** et fin avril **2022** pour se situer à **1 629 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **7%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **21%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**62%** de la demande totale à fin avril **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 de 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 **21%** pour se situer à **624 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **8%** et celle des clients haute pression a augmenté de **77%**.

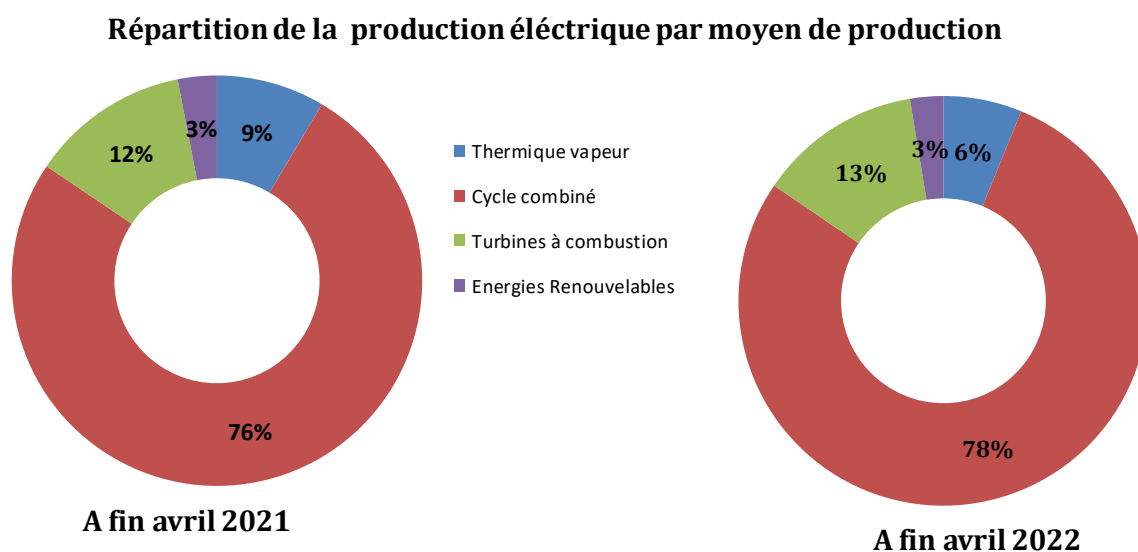
Cette forte augmentation au niveau des clients HP est due essentiellement à la relance des activités économiques.



La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une légère diminution de **0.6%** entre fin avril **2021** et fin avril **2022** pour se situer à **202 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **6%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution parallèle de **7%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique pour passer de **76%** à fin avril **2021** à **78%** à fin avril **2022**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Avril		A fin avril	
		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 dévelop.	4	0	0	0	1
Nb de découvertes	1	1	0	1	0

Titres

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

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

Forage d'exploration à fin avril 2022

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

Poursuite de forage de deux puits d'exploration entamés en 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur actuelle : 4410 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 avril 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
04	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
04	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 avril				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	3 326	5 032	5109	2%	4%
FUEL + GASOIL	0	2	0,08	0,02	-69%	-29%
GAZ NATUREL	16319	3260	4844	4960	2%	4%
HYDRAULIQUE	28	13	9	3	-66%	-12%
EOLIENNE	425	51,2	177	137	-23%	9%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	2	10	397%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	1077	1069	575	-46%	-5%
ACHAT TIERS	162	27	59	59	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	20084	4 430	6 159	5 743	-7%	2%
Echanges	28	20	-1	-20	3425%	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	0	610	-	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	33	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	4429	6126	6333	3%	3%

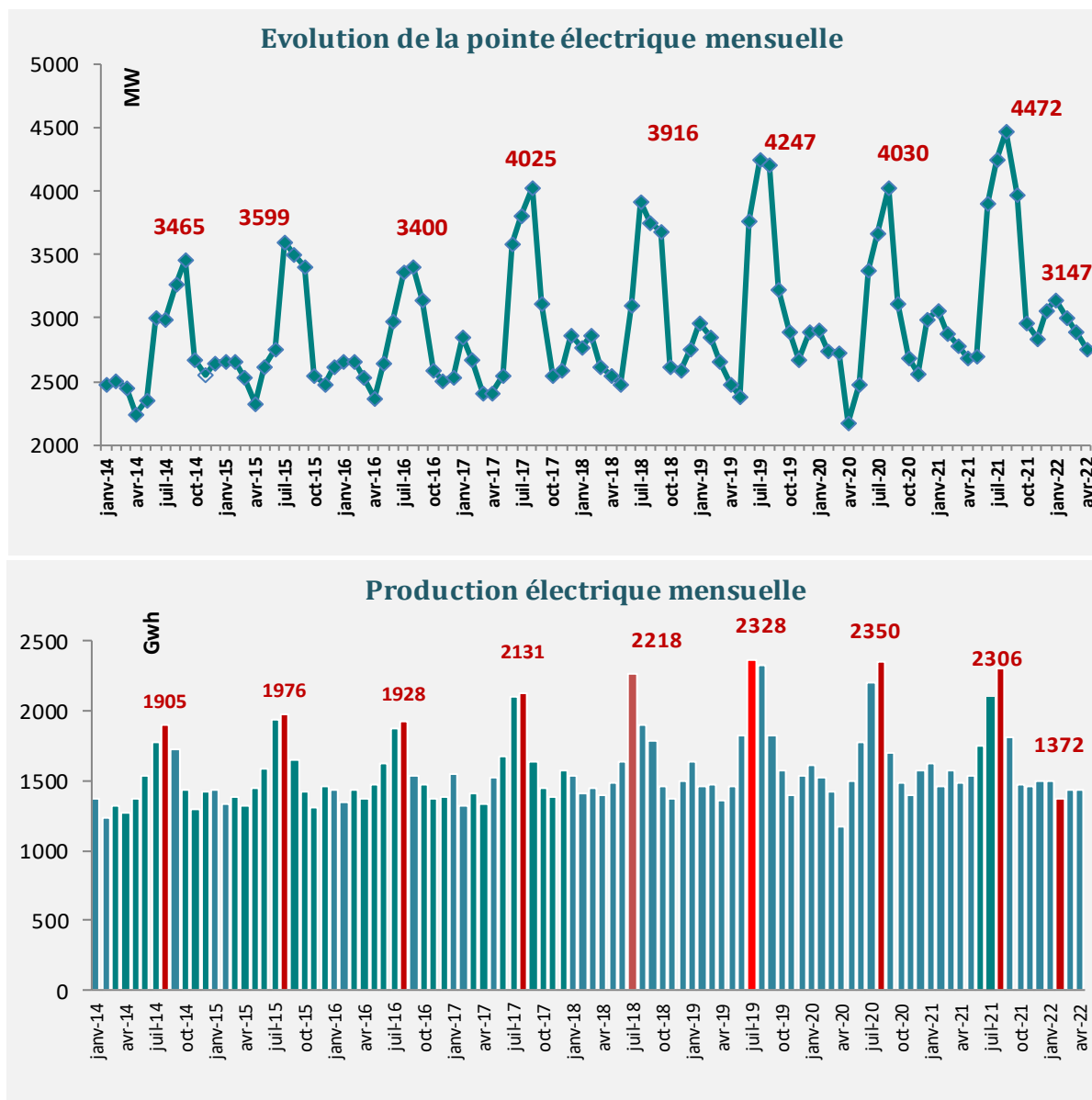
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

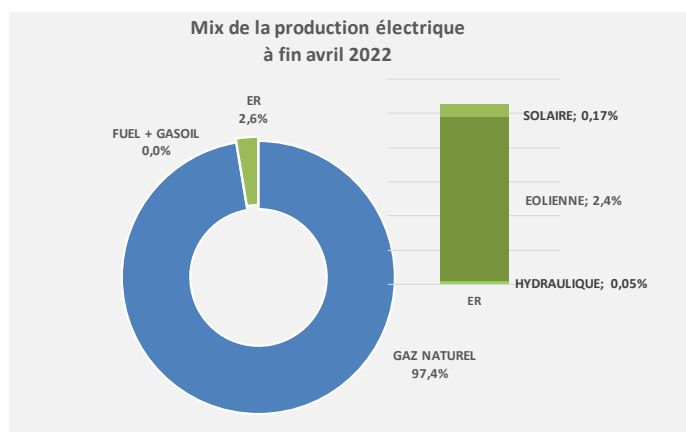
La production totale d'électricité a enregistré, à fin avril **2022**, une diminution de **7%** pour se situer à **5 743 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **6 159 GWh** à fin avril **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **3%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et la baisse des exportations d'électricité pour 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 **3%** pour se situer à **3147 MW** à fin avril **2022** contre **3056 MW** à fin avril **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 avril **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **6%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.6%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin avril **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin avril				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	408	464	440	-5%	0,6%
Moyenne tension	6777	1800	2030	2101	3%	1%
Basse tension	8249	1794	2603	2740	5%	4%
TOTAL VENTES **	16383	4 002	5 097	5 281	4%	2%

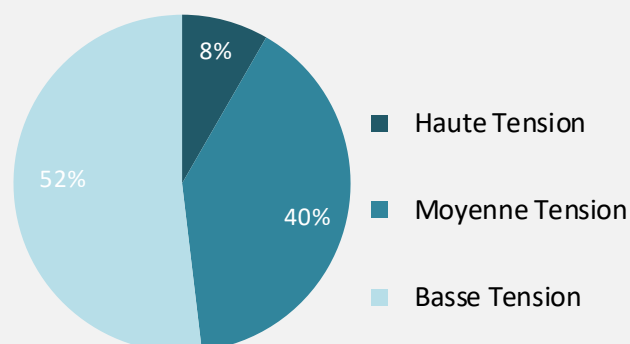
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **4%** entre fin avril **2022** et fin avril **2021**.

Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **5%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **3%**.

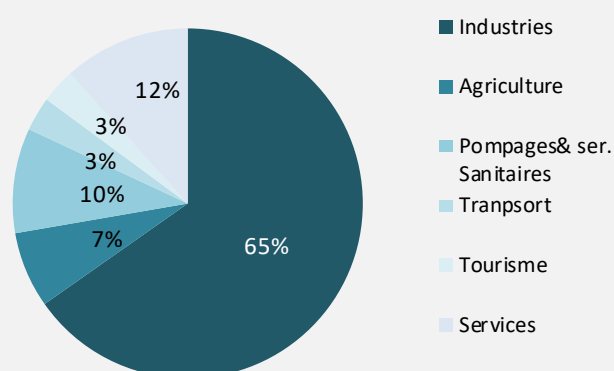
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

**Répartition des ventes d'électricité
à fin avril 2022**



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **65%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin avril **2022**.

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



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin avril 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	136 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.