

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, 1^{er} trimestre de 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

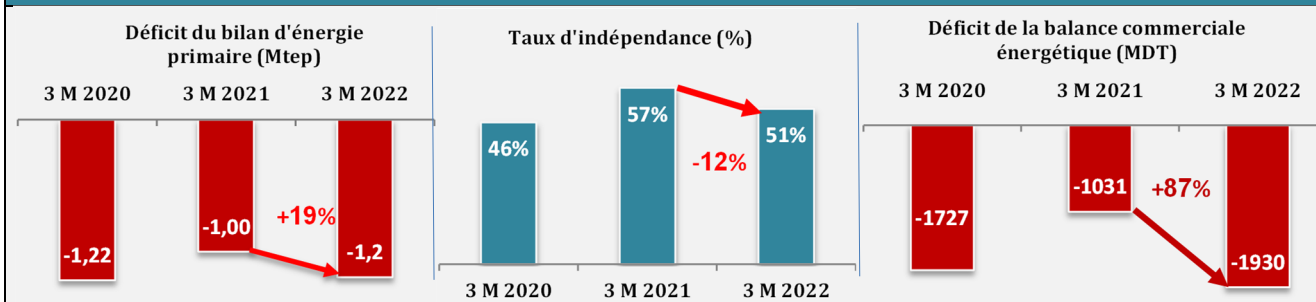
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



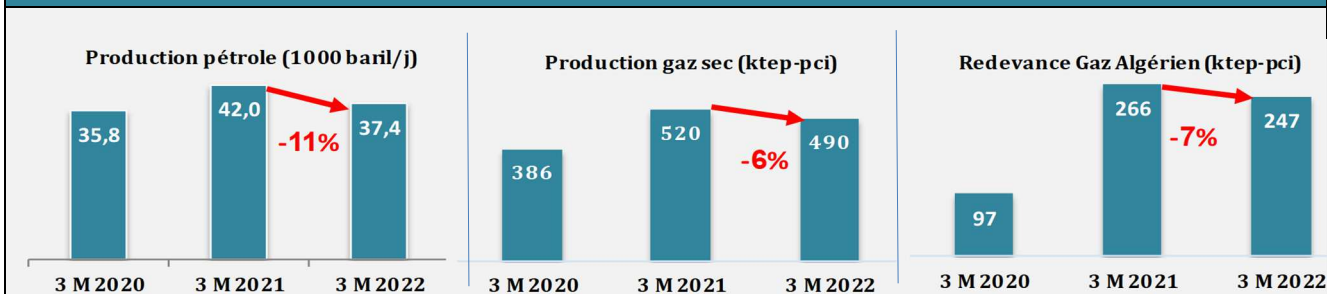
Date de la publication : 29/04/2022

Faits marquants de premier trimestre de 2022

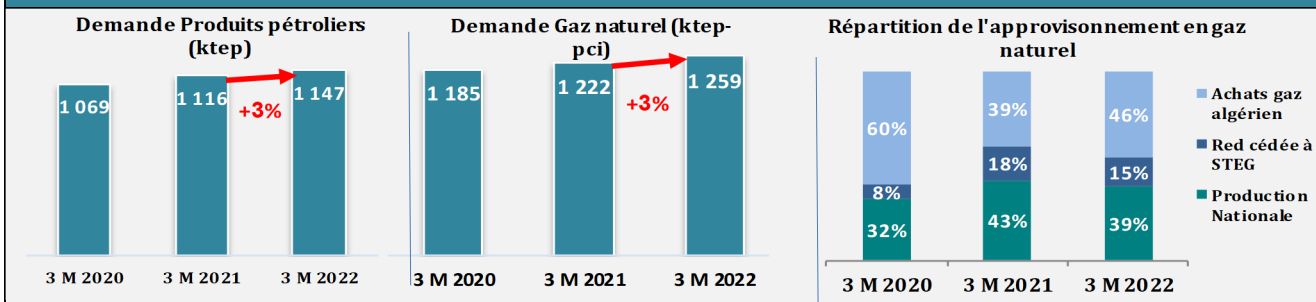
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



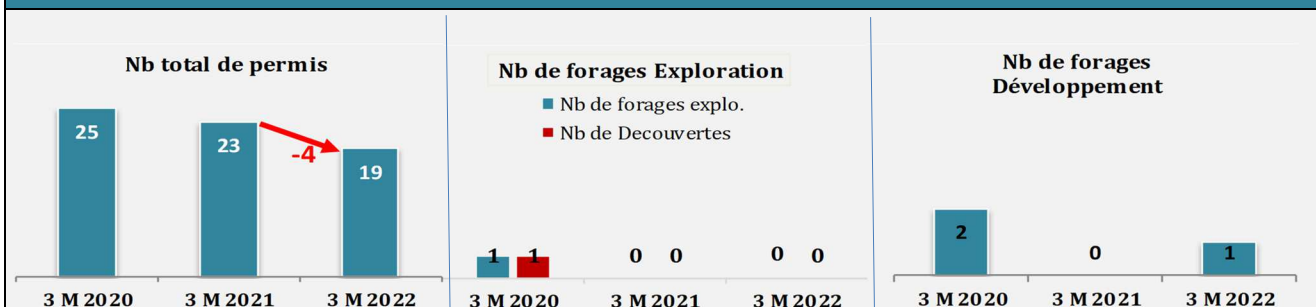
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



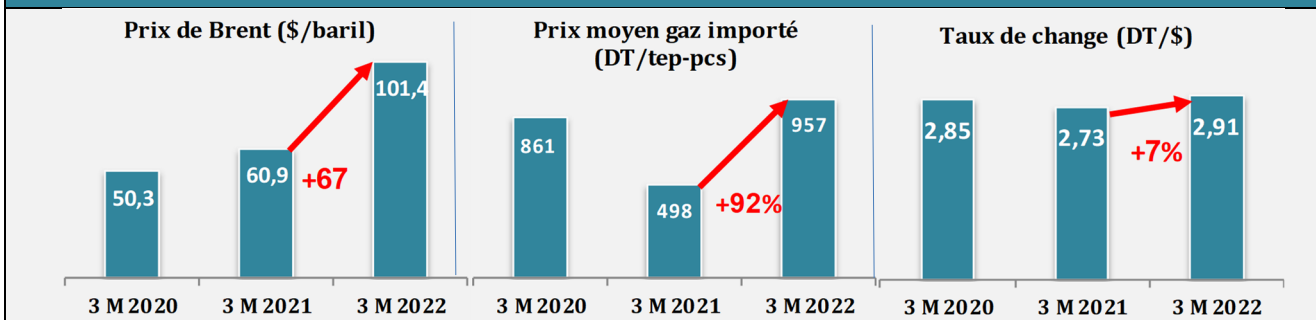
Demande des hydrocarbures



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 mars				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	5095	2075	1348	1221	-9%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	980	507	447	-12%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	162	35,6	42	27	-36%	-2%
Gaz naturel	2932	1055	787	737	-6%	-3%
Production	1953	697	520	490	-6%	-3%
Redevance	978	358	266	247	-7%	-3%
Elec primaire	40	4	12	10	-20%	7%
DEMANDE	9715	1948	2350	2418	3%	2%
Produits pétroliers	4578	918	1116	1149	3%	2%
Gaz naturel	5097	1026	1222	1259	3%	2%
Elec primaire	40	4	12	10	-20%	7%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4619	127	-1002	-1196		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5598	-231	-1269	-1444		

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

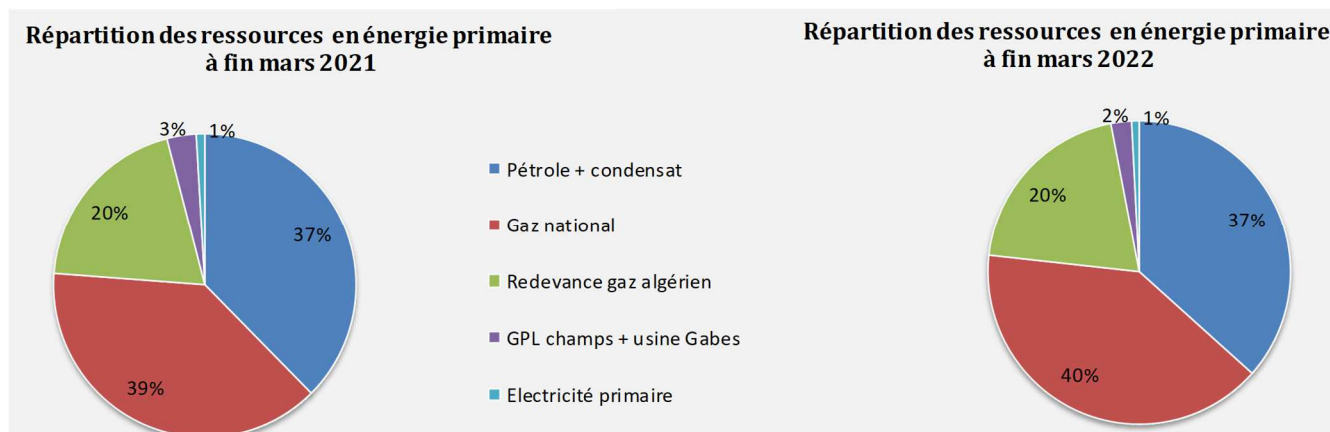
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.2 Mtep** à fin mars **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 et du gaz.

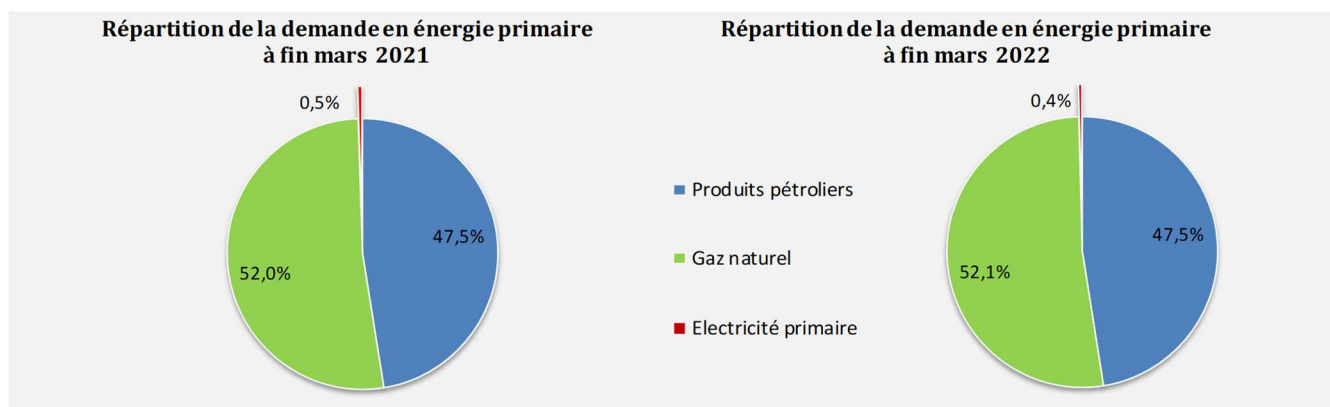
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **77%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

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 le premier trimestre de **2021** et le premier trimestre de **2022** pour passer de **2.35 Mtep** à **2.42 Mtep** : la demande de gaz naturel et celle des produits pétroliers ont augmenté de **3%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité : La demande des produits pétroliers représente **47%** de la demande totale, celle du gaz naturel s'est stabilisée autour de **52%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître au cours du premier trimestre de **2022**, un **déficit** de **1.2 Mtep** contre un déficit enregistré courant la même période de 2021 de **1 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 mars **2022** contre **57%** à fin mars **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **40%** à fin mars **2022** contre **46%** à fin mars **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **19%** à fin mars **2022** par rapport à fin mars **2021**, cette hausse est due à l'augmentation de la demande d'énergie primaire couplée à une baisse de la production des hydrocarbures.



Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin mars			A fin mars			A fin mars		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				590	578	-2%	710	1108	56%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	378	339	-10%	387,4	346	-11%	481	660	37%
ETAP	127	312	145%	130	318	144%	149	593	299%
PARTENAIRES	251	27	-89%	257	28	-89%	332	67	-80%
GPI Champs	14	11	-20%	15	12	-20%	19	23	22%
ETAP	9	7	-22%	10	7	-22%	12,1	15	21%
PARTENAIRES	5	4	-17%	6	5	-17%	7,0	9	22%
PRODUITS PETROLIERS	144	164	14%	144	164	14%	184	357	94%
Fuel oil (BTS)	103	118	14%	101	116	14%	122	249	104%
Virgin naphta	41	46	13%	43	49	13%	62	108	73%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				43	56	31%	26	68	165%
IMPORTATIONS				1939	1903	-2%	1741	3038	74%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	251	247	-2%	256	253	-1%	343	570	66%
PRODUITS PETROLIERS	955	838	-12%	933	823	-12%	1131	1852	64%
GPI	148	174	18%	164	193	18%	248	482	95%
Gasoil ordinaire	328	101	-69%	337	104	-69%	445	287	-36%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	93	127	37%	96	130	37%	131	340	161%
Jet ⁽⁶⁾	28	44	58%	29	46	58%	39	127	229%
Essence Sans Pb	93	152	63%	98	159	63%	150	416	177%
Fuel oil (HTS)	40	40	0%	39	39	0%	38	64	68%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	223	199	-11%	170	152	-11%	80	135	69%
GAZ NATUREL				750	826	10%	268	616	130%
Redevance totale ⁽²⁾				266	247	-7%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				483	579	20%	268	616	130%

(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

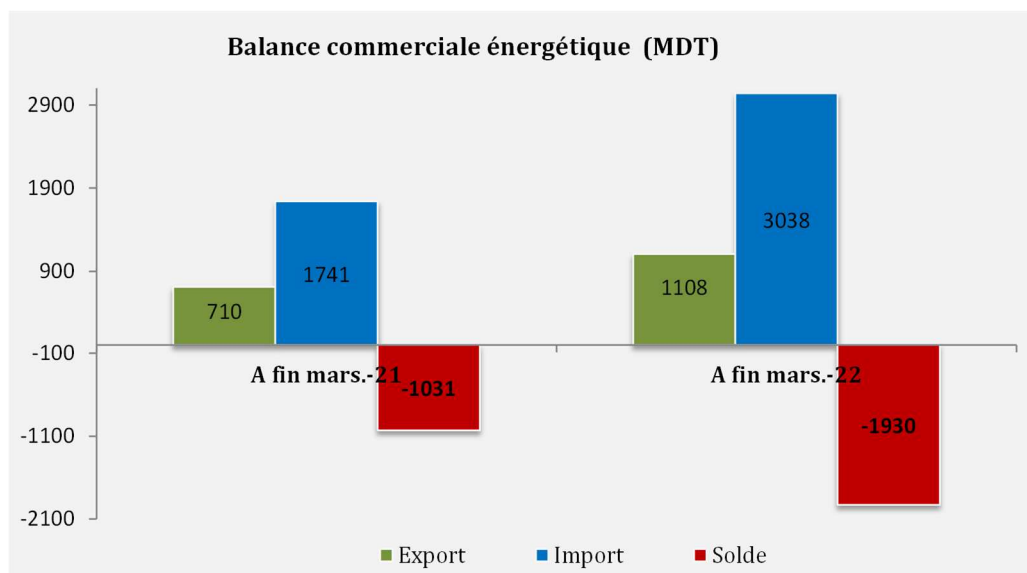
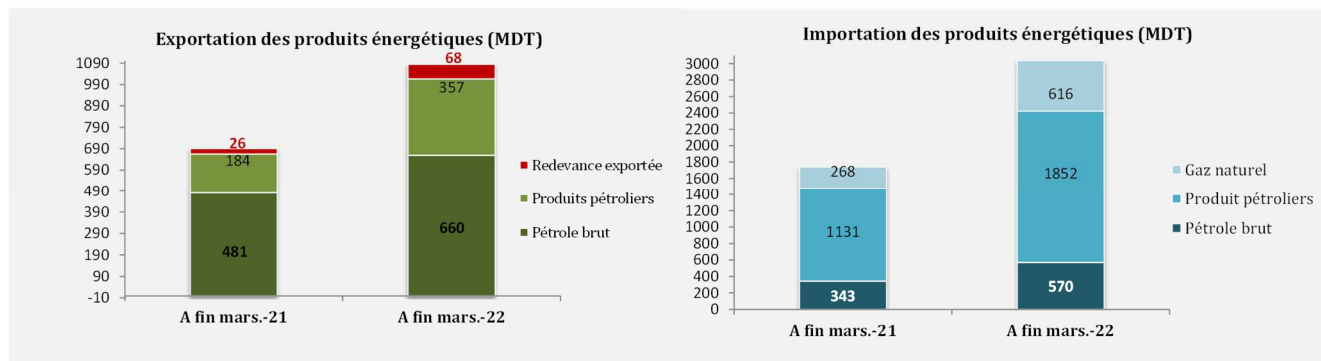
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 déduction de la redevance réexportée

(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 **56%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **74%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1031 MDT** à fin mars **2021** à **1930 MDT** à fin mars **2022**, soit une augmentation de **87%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

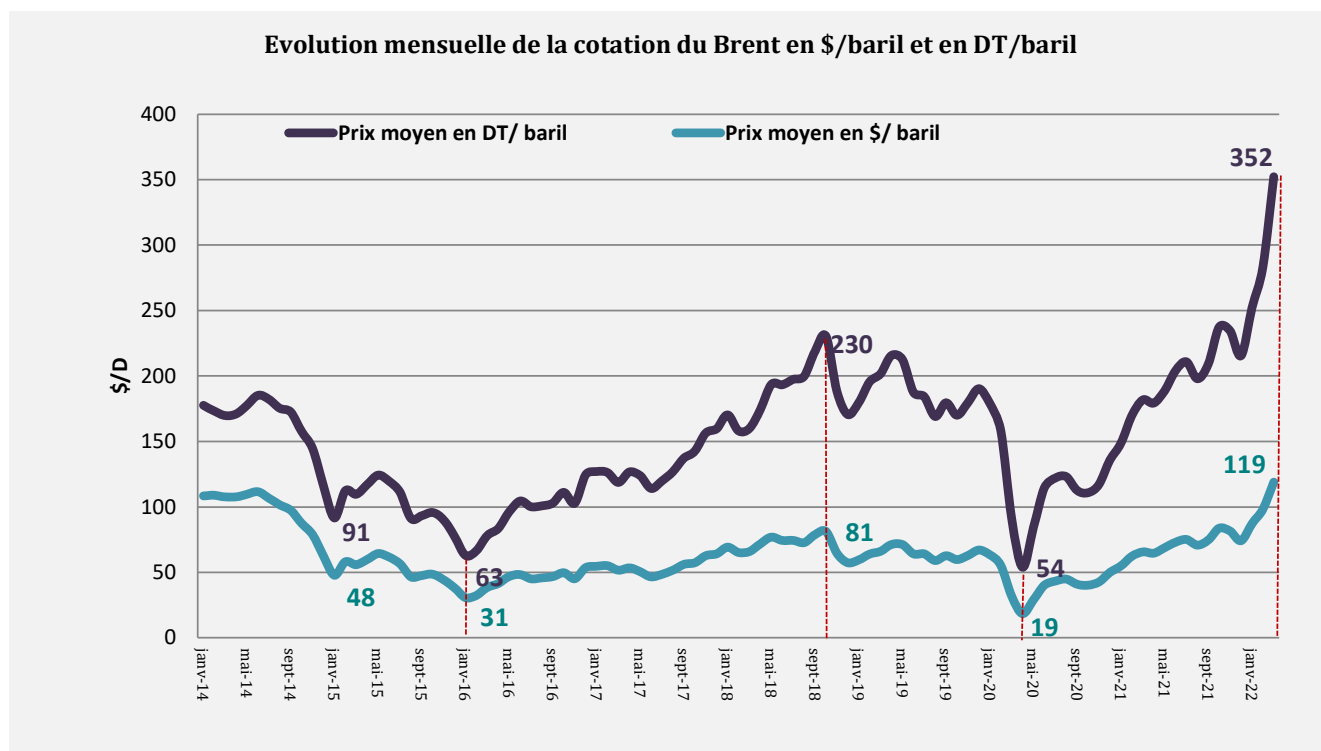
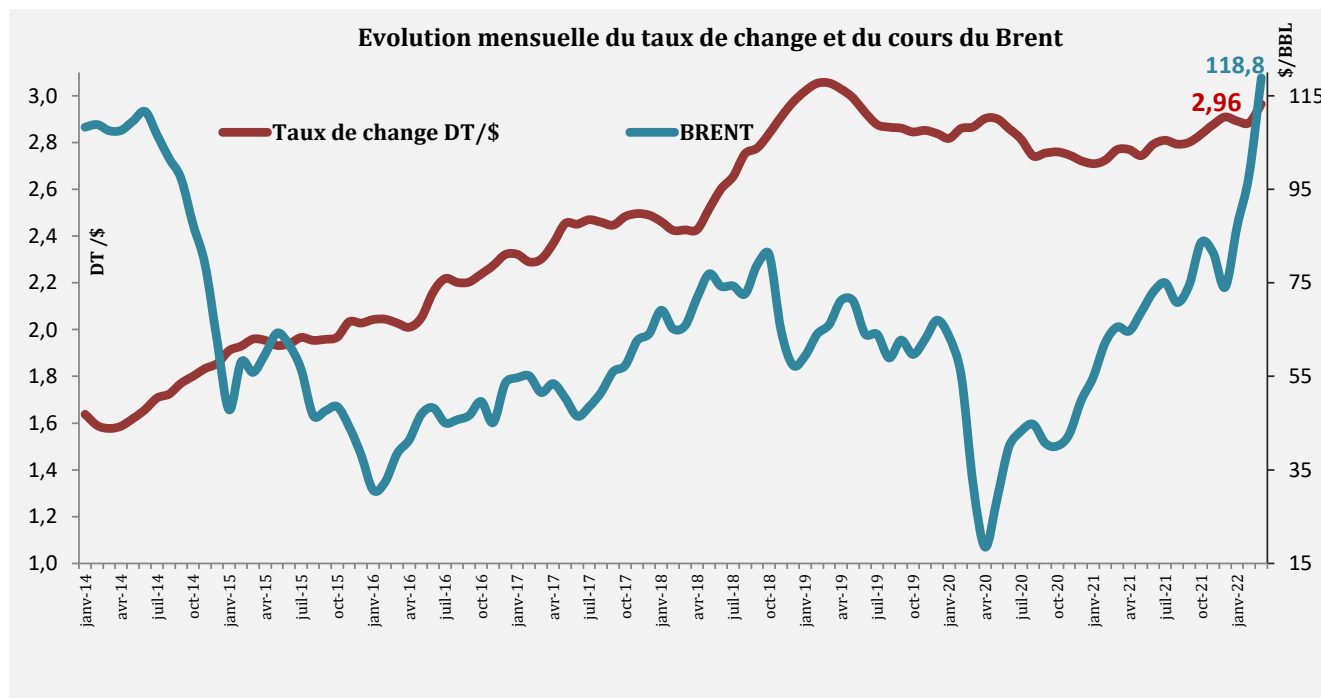


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 **2% (+)** à fin mars **2022** par rapport à fin mars **2021**.

En effet, au cours du premier trimestre de 2022, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **40.5\$/bbl : 101.4 \$/bbl** à fin mars **2022** contre **60.9\$/bbl** à fin mars **2021**. La cotation mensuelle du mois de mars **2022** s'est située à **118.8\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **53 \$/bbl** par rapport à mars **2021** et de **21 \$/bbl** par rapport au mois de février **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.

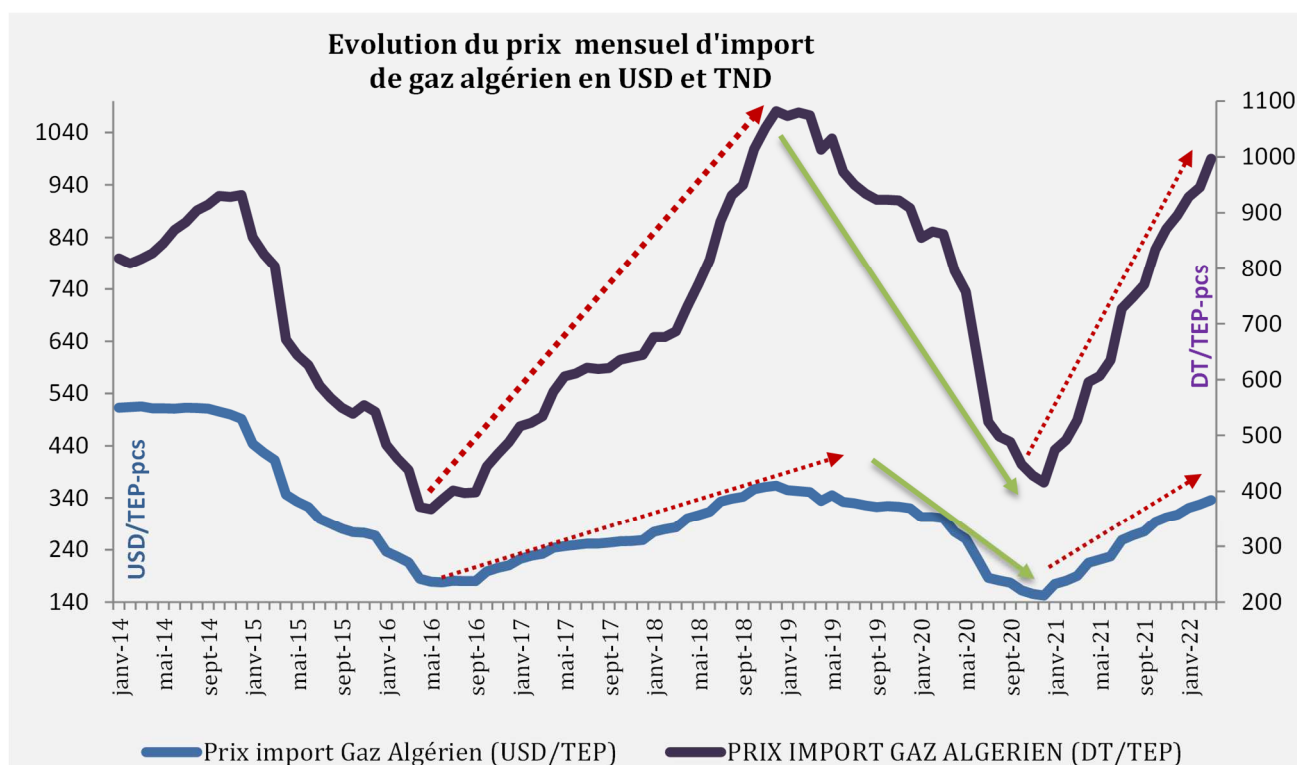


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin mars 2021 et fin mars 2022, les cours moyens du Brent ont enregistré une hausse de 67% : 60.9 \$/bbl contre 101.4 \$/bbl.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 7% entre fin mars 2021 et fin mars 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 partir du mois d'août 2021, le dinar tunisien a commencé, de nouveau, à enregistrer une dépréciation.

(---) La hausse du prix moyen du gaz algérien de 92% en DT et de 80% en \$ entre fin mars 2021 et fin mars 2022.



Une baisse à 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 decembre 2020, la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier 2021 en conservant jusqu'au mois de septemebre une tendance baissière dans l'ensemble. Les prix ont dépassé, en moyenne, ceux de l'année dernière pour la première fois courant le mois d'octobre 2021.

(--) Augmentation des importations des produits pétroliers par rapport à la même période de 12% en quantité et de 64% en valeur.

(--) baisse des quantités du pétrole brut exportées notamment pour les partenaires. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **370 kt** à fin mars **2022** (dont **16%** brut local) contre **396 kt** à fin février **2021** (dont **16%** brut local).

(--) Hausse des achats du gaz algérien de **20%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande et la baisse de la production.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **14%** et **94%** en valeur.

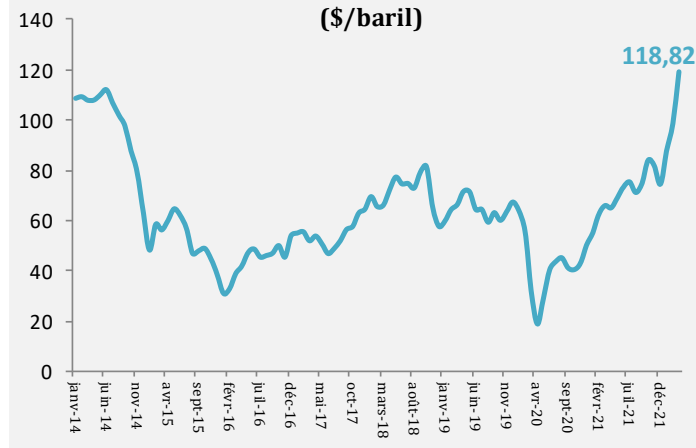
3 Prix de l'énergie

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		
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		

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

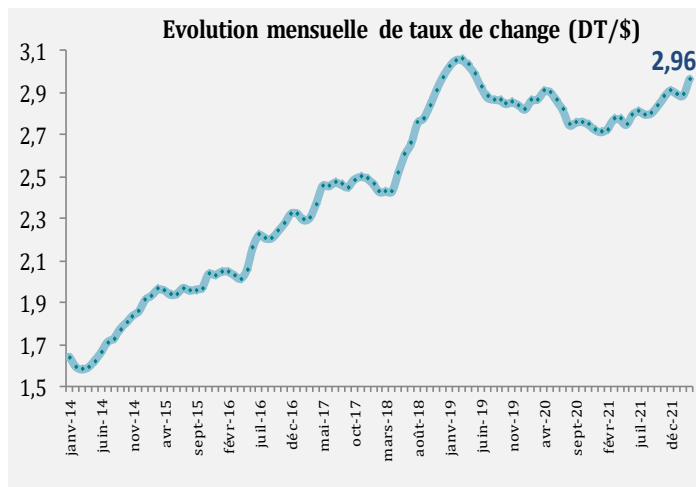


2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	2,82	2,71	2,89	7%
Février	2,86	2,72	2,89	6%
Mars	2,87	2,77	2,96	7%
Avril	2,90	2,77		
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		

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



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

Pétrole Brut (1)	A fin mars	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	309	106
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	252	87

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin mars					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2103	1251	767	201	2220
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2392	1226	313	166	1705
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2263	1231	517	167	1915
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1594	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	2767	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	35,98	2,782	0,970	3,948	7,7

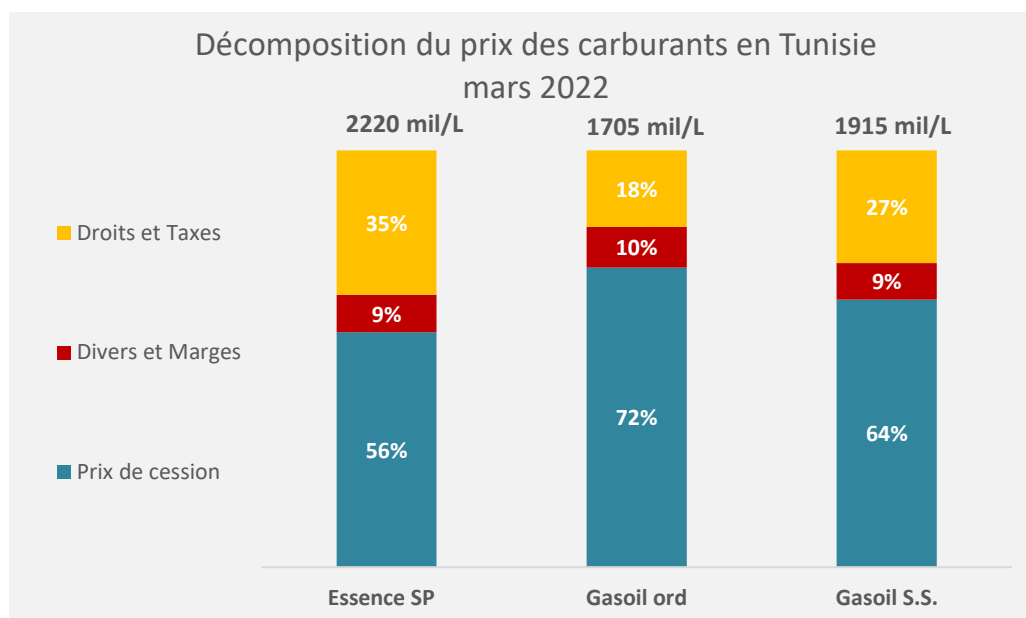
(1) Prix moyen pondéré

(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 1/03/2022

(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 mars- 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	957
	Année 2019	Année 2020
Prix de vente Global (hors taxe)	600,2	616,0
Coût de revient moyen	1017,1	728,3
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-416,9	-112,3

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

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		
	Année 2019	Année 2020
Prix de vente Moyen		
Prix de vente Global (hors taxe)	244,0	248,6
Coût de revient moyen	319,2	267,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-75,2	-18,6

(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 mars		
		2021	2022	Var (%)
El borma	221	57	54	-7%
Ashtart	212	58	50	-12%
Hasdrubal	96	28	19	-30%
Adam	123	32	30	-7%
M.L.D	82	24	21	-12%
El Hajeb/Guebiba	134	33	32	-2%
Cherouq	76	20	18	-12%
Miskar	64	17	17	-3%
Cercina	69	18	16	-11%
Barka	71	24	8	-68%
Franig/Bag/Tarfa	43	12	13	8%
Ouedzar	56	14	13	-6%
Gherib	39	2	18	670%
Nawara	66	21	11	-47%
Halk el Manzel	274	65	32	-50%
Autres	277	67	86	28%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	491	437	-11%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	502	447	-11%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	496	437	-12%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	507	447	-12%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	148	38	25	-36%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	162	42	27	-36%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 068	534	462	-14%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 124	549	474	-14%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **437 kt** à fin mars **2022** enregistrant ainsi une baisse de **11%** par rapport à fin mars **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 (-47%), Hasdrubal (-30%), Ashtart (-12%), El borma (-7%) et M.L.D (-12%)

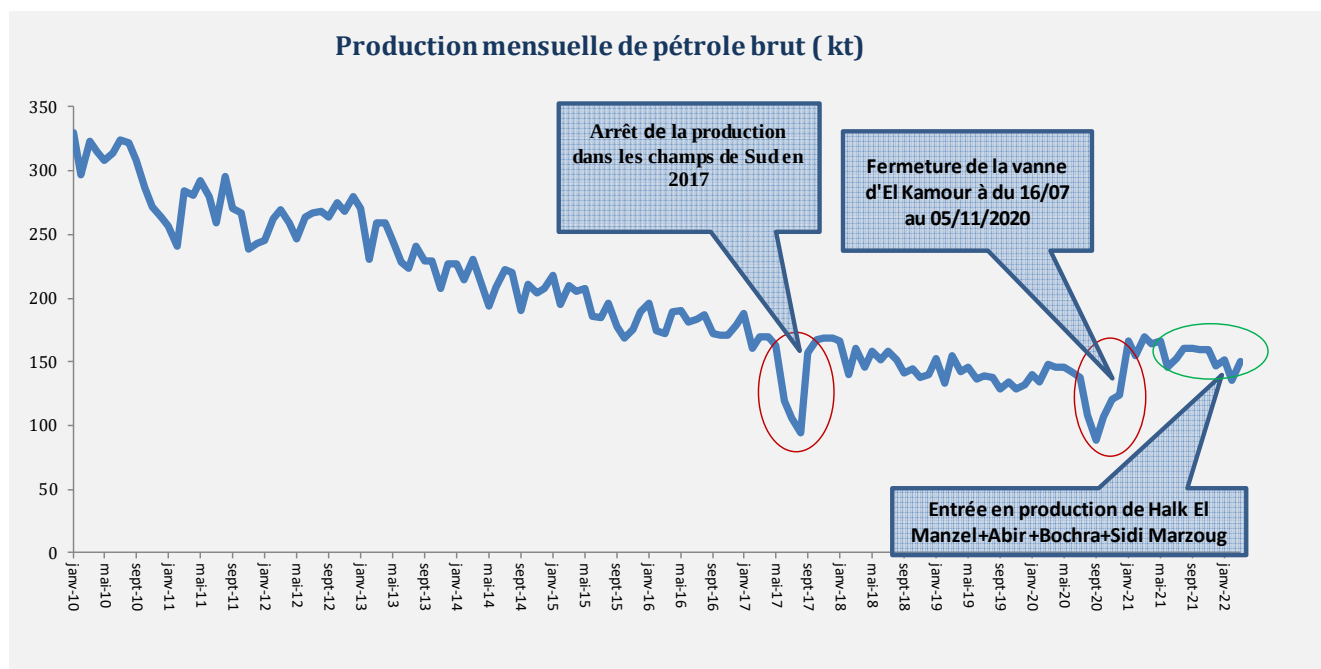
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+670%) et Franig/Bag/Tarfa (+8%).

Il convient de noter :

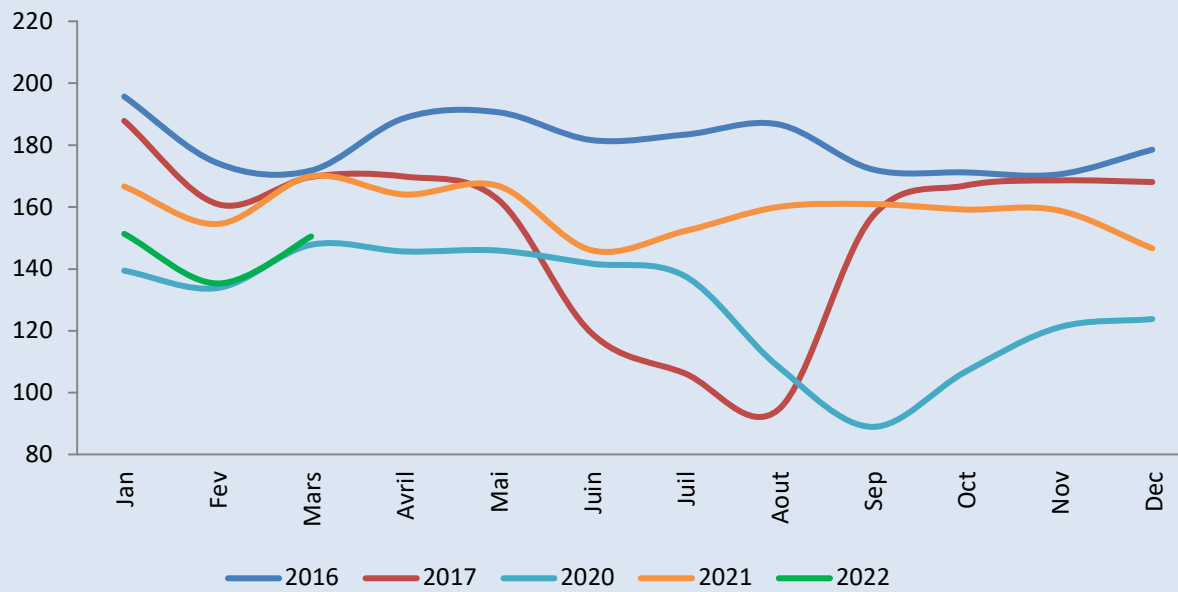
- **Concession Hasdrubal** : arrêt total de la production du 20-02- au 4-03-22
- **Concession Ashtart** : Le Puits ASH49 a été fermé suite à la fin de la période d'appréciation le 05-01-2022.
- **Concession Halk El Menzel** : le puits Helm-5 a été fermé le 05-01-2022 pour stabilisation.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **42** mille barils/j à fin mars **2021** à **37.4** mille barils/j à fin mars **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 mars				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 932	1 055	787	737	-6%	-3%
Production nationale	1 953	697	520	490	-6%	-3%
Miskar	474	367	127	121	-4%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	293	78	70	86	22%	1%
Gaz Chergui	160	59	43	34	-21%	-4%
Hasdrubal	242	115	71	44	-37%	-8%
Maamoura et Baraka	61	3	20	5	-74%	4%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	75	27	54	96%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	162	146	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	358	266	247	-7%	-3%
Achats	2 295	142	483	579	20%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 257	1173	874	819	-6%	-3%
Production nationale	2 170	774	578	545	-6%	-3%
Miskar	527	408	141	134	-4%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	325	87	78	95	22%	1%
Gaz Chergui	178	66	48	38	-21%	-4%
Hasdrubal	269	128	78	49	-37%	-8%
Maamoura et Baraka	68	3	22	6	-74%	4%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	83	30	60	96%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	180	162	-10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	398	296	275	-7%	-3%
Achats	2 550	158	537	643	20%	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

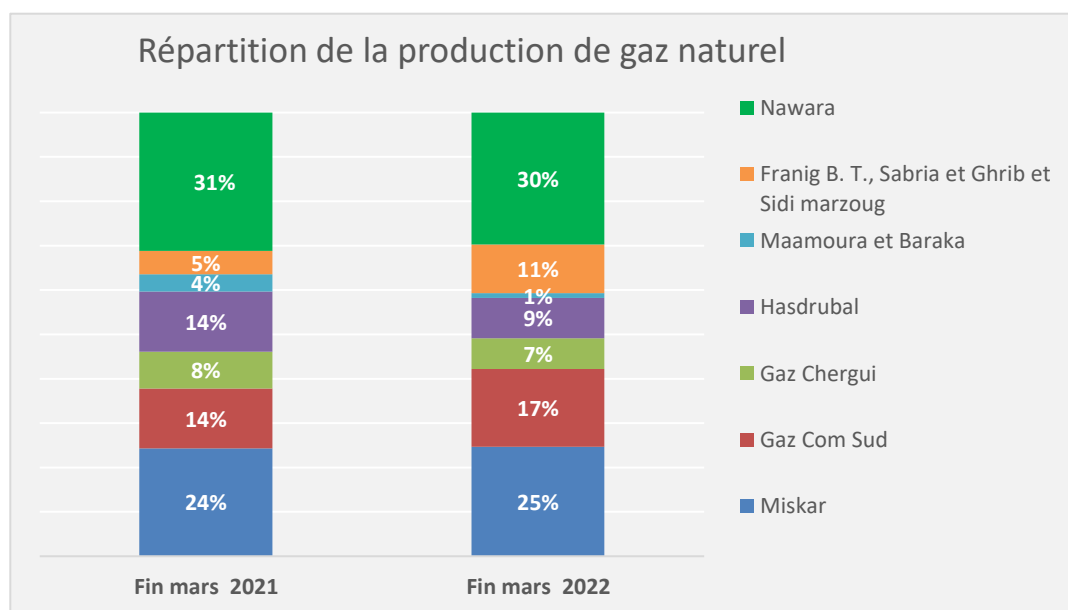
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 **737 ktep**, à fin mars **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 mars **2021** et à fin mars **2022**.

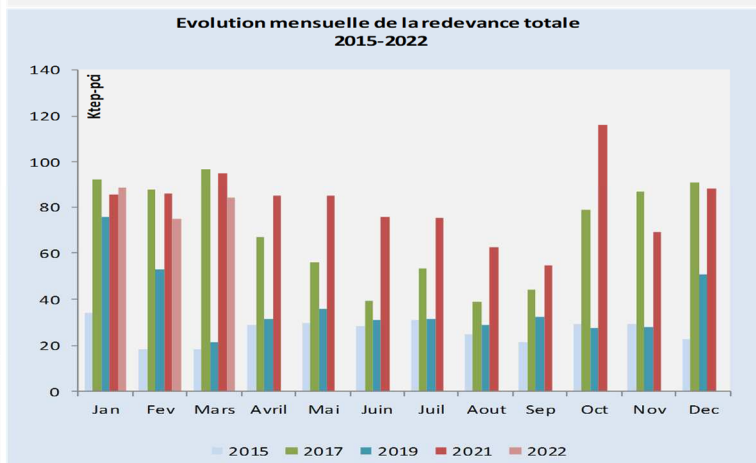
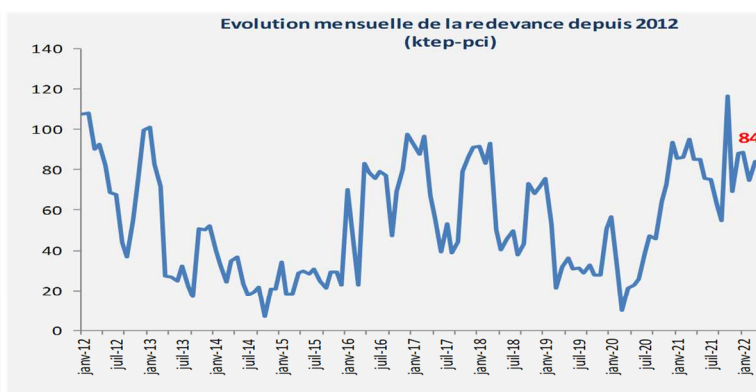
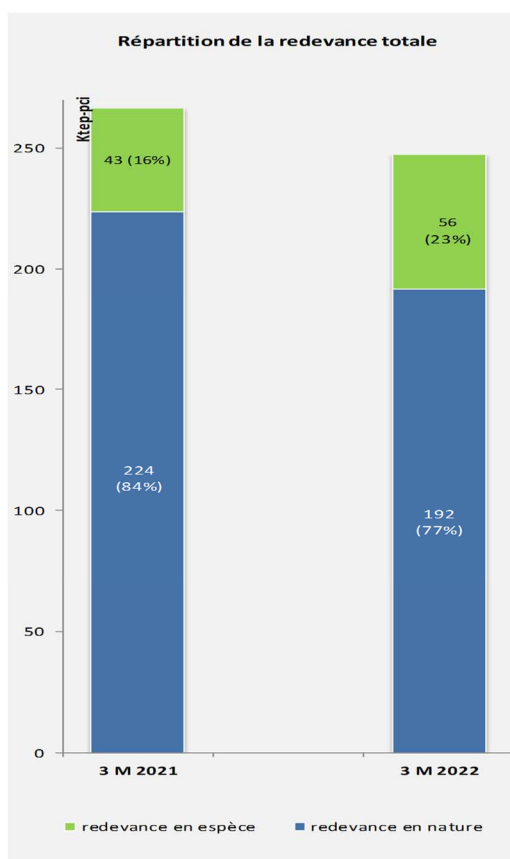


Il convient de noter :

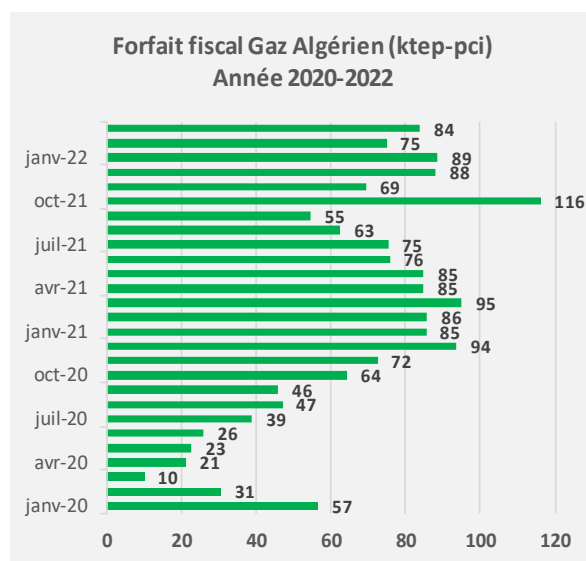
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **37%**, arrêt total de la production du 20/02/22 au 4/03/22.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **22%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **4%**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **74%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**7%**) à fin mars **2022** par rapport à fin mars **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 (**77%**).

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.



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 continue durant les années **2021** et **2022**.

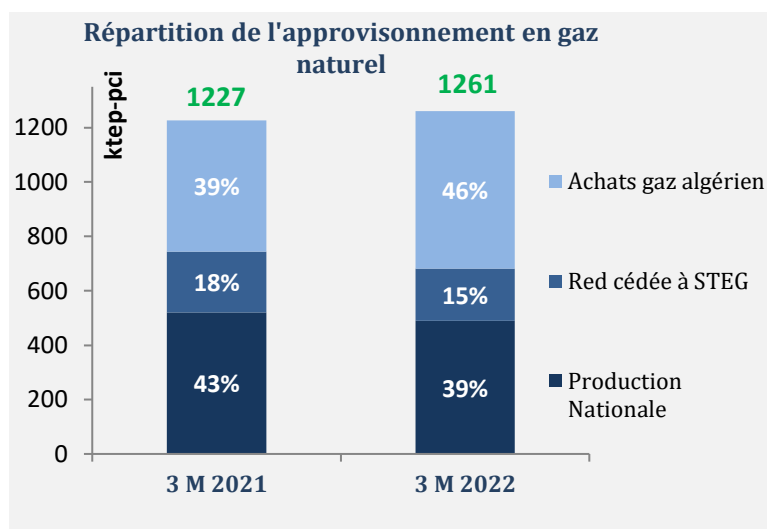


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **20%**, entre fin mars **2021** et fin mars **2022**, pour se situer à **579 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 **3%** entre fin mars **2021** et fin mars **2022** pour se situer à **1261** 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 **39%**.
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 **46%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2021 (a)	A fin mars 2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	7	9	23%	
Essence Sans Pb	32	28	-13%	
Petrole Lampant	10	11	13%	
Gasoil ordinaire	166	146	-12%	
Fuel oil BTS	128	119	-7%	
Virgin Naphta	52	53	3%	
White Spirit	2	2	-30%	
Total production STIR	397	368	-7%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-10%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	19%	17%	-13%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	90	85	-6%	
Jours de fonctionnement du Platforming	80	71	-11%	

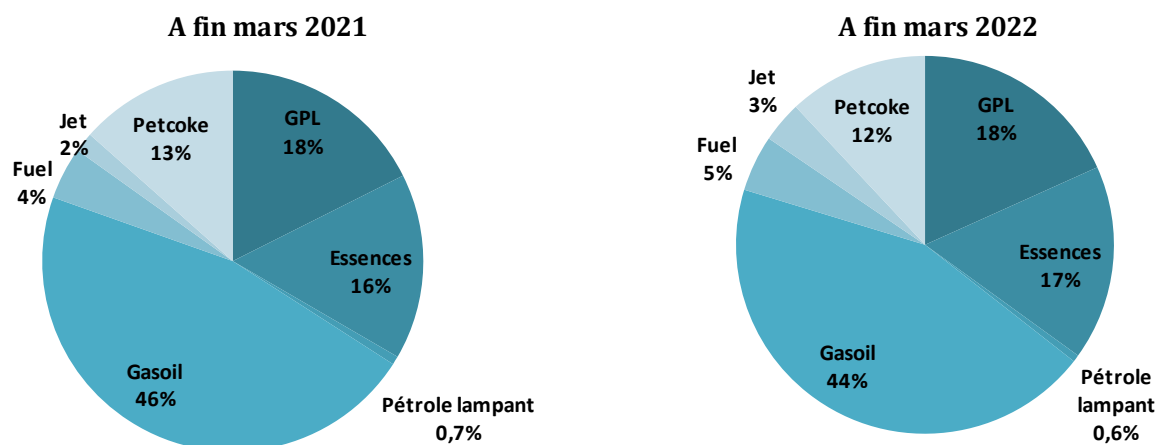
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin mars				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	146,8	196	209	6%	3%
Essences	787	111,8	176	191	9%	5%
Essence Super	0	0,5	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	111,3	173	187	8%	4%
Essence premium	14	0	3	4	48%	-
Pétrole lampant	17,6	22,1	8,0	6,6	-17%	-10%
Gasoil	2125	446,6	515	504	-2%	1%
Gasoil ordinaire	1713	423,8	423	392	-7%	-1%
Gasoil SS	405	22,8	90	110	22%	14%
Gasoil premium	7	0	1,3	1,9	48%	-
Fuel	233	83,7	49	55	10%	-3%
STEG & STIR	31	5,3	8	6	-18%	2%
Hors (STEG & STIR)	202	78,4	42	48	16%	-4%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	3	5	77%	9%
Jet	134	36,0	19	40	116%	1%
Coke de pétrole	589	69,2	150	139	-7%	6%
Total	4578	918	1116	1149	3%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4535	911	1105	1138	3%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin mars 2021 et fin mars 2022, une hausse de 3% pour se situer à 1149 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 10% et du jet de 116%. Par contre la demande du gasoil a enregistré une légère baisse de 2%.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre le premier trimestre de 2021 et le premier trimestre de 2022 à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de 2% à 3% et le gasoil qui est passé de 46% à 44%.

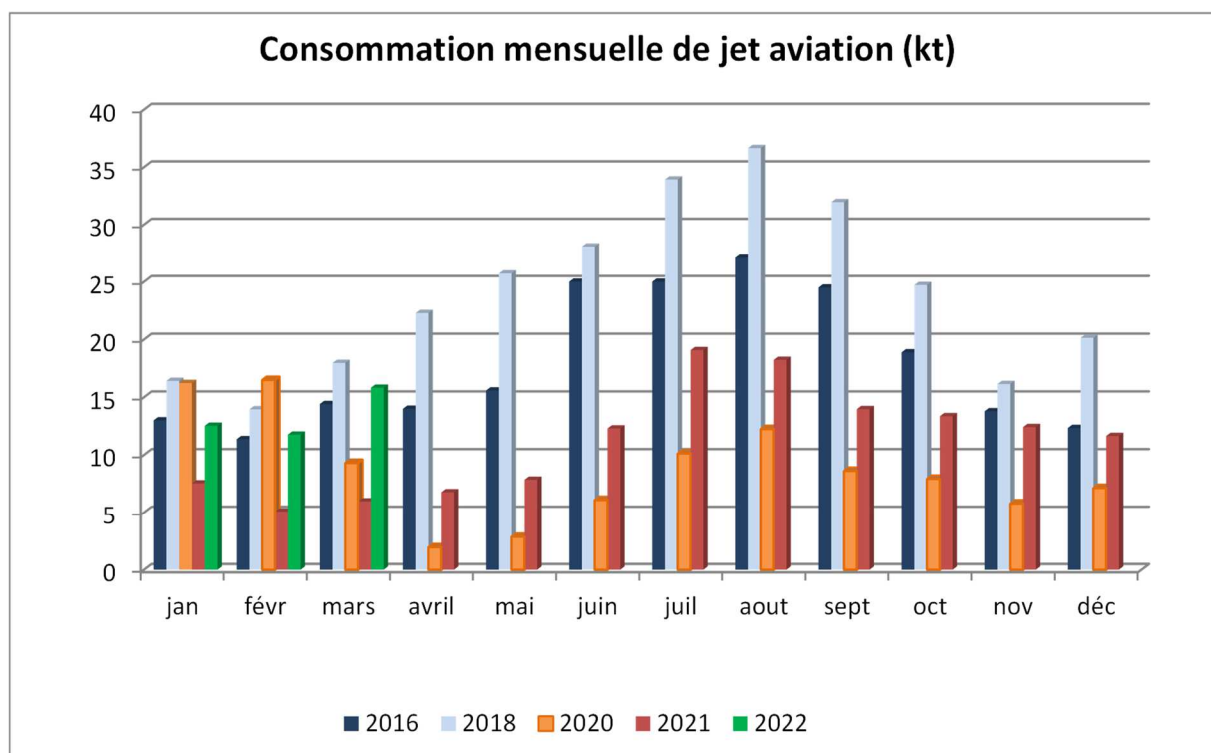


La consommation de carburants routiers a enregistré une légère augmentation, à fin mars **2022**, de **1%** par rapport à fin mars **2021**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **6%** entre fin mars **2022** et fin mars **2021**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **7%** entre à fin mars **2021** et à fin mars **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 mars **2022** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la relance des activités de secteur du transport aérien qui ont subi de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



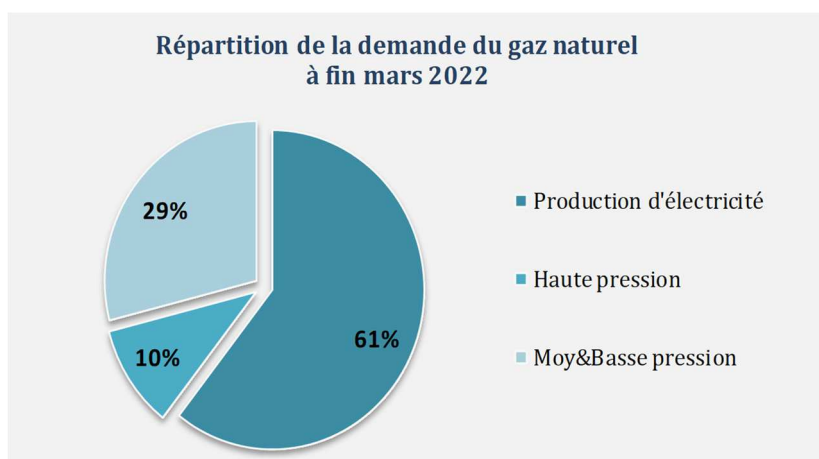
II-2-2 Gaz Naturel

	Réalisé 2021	A fin mars				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 097	1 026	1 222	1 259	3%	2%
Production d'électricité	3 762	694	817	762	-7%	1%
Hors prod élec	1 335	332	405	496	23%	3%
Haute pression	299	96	71	132	84%	3%
Moy&Basse pression	1 036	236	334	365	9%	4%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 663	1 140	1 358	1 398	3%	2%
Production d'électricité	4 180	771	907	847	-7%	1%
Hors prod élec	1 483	369	450	552	23%	3%
Haute pression	332	107	79	146	84%	3%
Moy&Basse pression	1 151	262	371	405	9%	4%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **3%** entre fin mars **2021** et fin mars **2022** pour se situer à **1259 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **7%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **23%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**61%** de la demande totale à fin mars **2022**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **23%** pour se situer à **496 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **9%** et celle des clients haute pression a augmenté de **84%**.

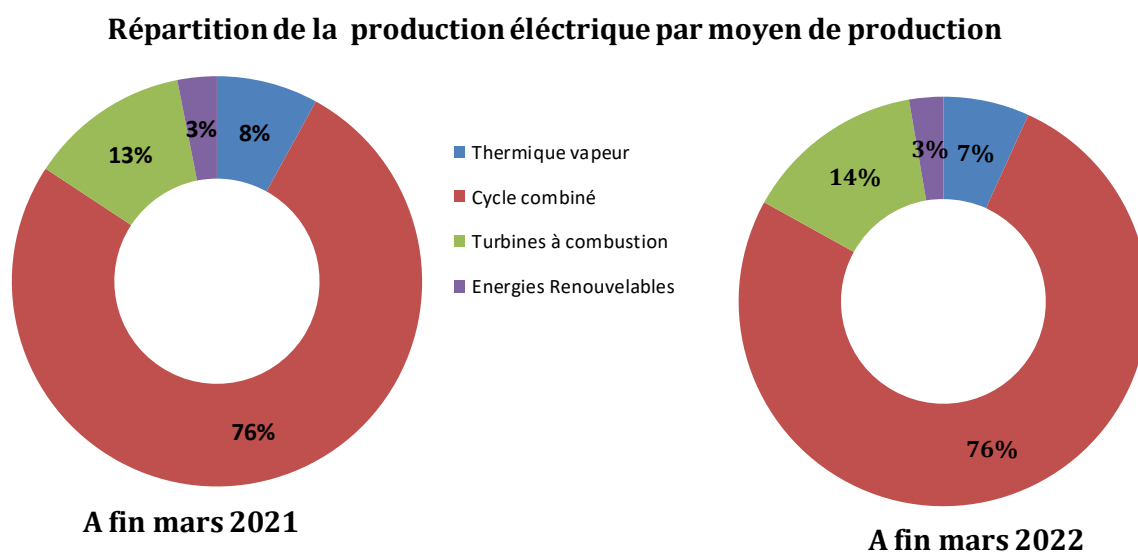


Cette forte augmentation au niveau des clients HP est dûe essentiellement à l'augmentation de la demande des industries des matériaux de construction et notamment les cimenteries.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une légère hausse de **0.6%** entre fin mars **2021** et fin mars **2022** pour se situer à **204 tep/GWh**.

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

En effet, nous avons noté une stabilité à **76%** de la part des cycles combinés dans la production électrique entre fin mars **2021** et fin mars **2022**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Mars		A fin mars	
		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 développ.	4	0	0	0	1
Nb de découvertes	1	0	0	0	0

Titres

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

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

Forage d'exploration à fin mars 2021

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin mars **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 : 3666 m. Forage en cours.
02	Araifa-1	Araifa	21/12/2021	Profondeur actuelle : 3010 m. Préparatifs en cours pour le test du puits

Développement

Forage d'un (01) nouveau puits de développement à fin mars 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 mars				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	2 521	3 792	3935	4%	4%
FUEL + GASOIL	0	2	0	0	-64%	-29%
GAZ NATUREL	16319	2468	3649	3820	5%	4%
HYDRAULIQUE	28	8	6	2,1	-62%	-10%
EOLIENNE	425	43,2	137	105	-23%	8%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	1	8	1131%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	788	824	329	-60%	-7%
ACHAT TIERS	162	21	46	46	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	20084	3 330	4 662	4 309	-8%	2%
Echanges	28	18	-1	10	-1420%	-5%
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	0	534	-	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	33	0	-100%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	3329	4627	4853	5%	3%

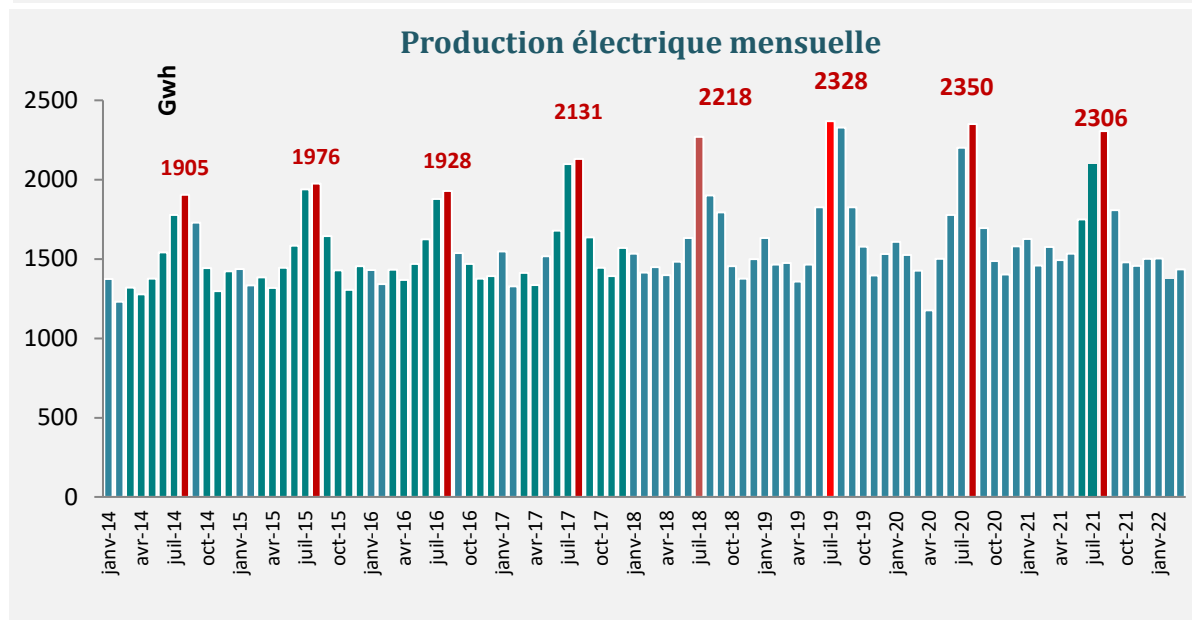
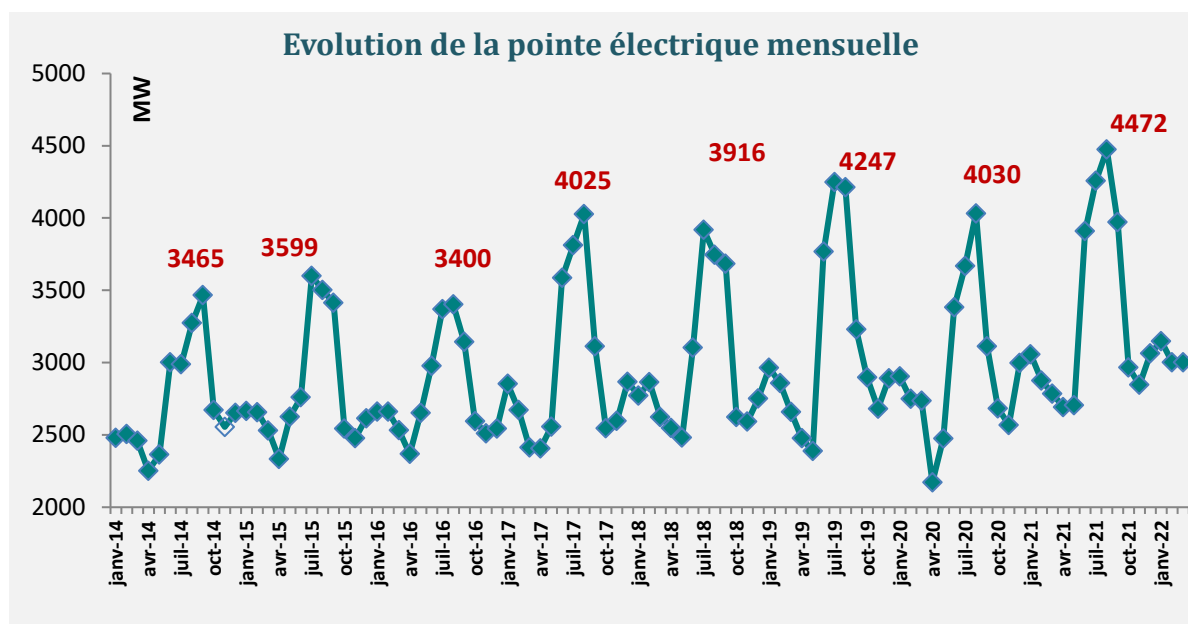
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

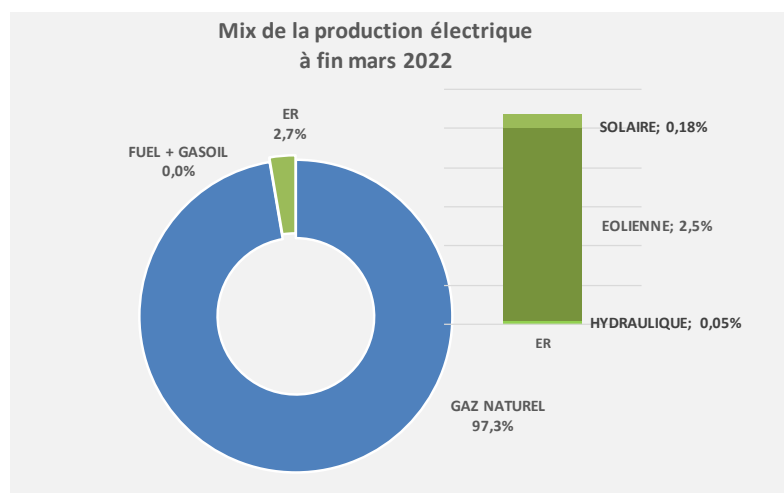
La production totale d'électricité a enregistré, à fin mars **2022**, une diminution de **8%** pour se situer à **4 309 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **4 662 GWh** à fin mars **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **5%**, ceci est dû à l'augmentation 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 **11%** des besoins du marché local.

La pointe a enregistré une hausse de **3%** pour se situer à **3147 MW** à fin mars **2022** contre **3056 MW** à fin mars **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 **91%** de la production nationale à fin mars **2022**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **7%**. La production d'électricité à partir



des énergies renouvelables s'est située à **2.7%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin mars **2022**.

VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

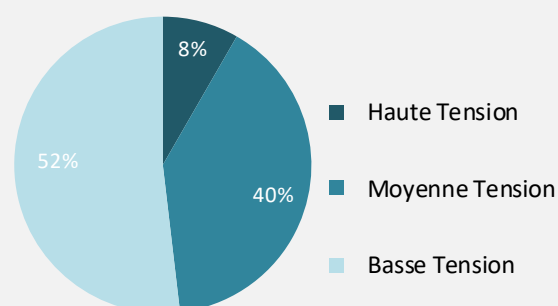
	Réalisé 2021	A fin mars				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	300	340	333	-2%	0,9%
Moyenne tension	6777	1327	1522	1600	5%	2%
Basse tension	8249	1359	1963	2082	6%	4%
TOTAL VENTES **	16383	2 986	3 825	4 015	5%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **5%** entre fin mars **2021** et fin mars **2022**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **2%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **5%**.

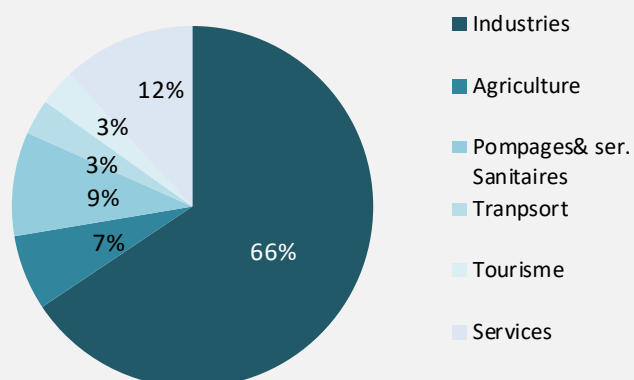
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Répartition des ventes d'électricité à fin mars 2022



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **66%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin mars **2022**.

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



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin mars 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).
		Prolongation des délais de 20 mois pour les projets ayant obtenus l'accord avant le 31 dec 2020	
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	133 MW
		MT/HT	274 autorisations octroyées pour une puissance totale de 50MW
	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 : 05/03/2022
		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 de début de la marche industrielle : 05/03/2022

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.