

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, février 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

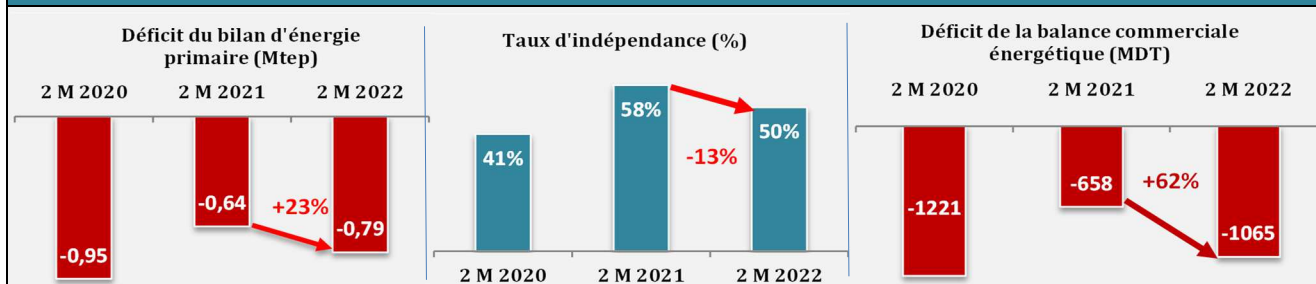
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



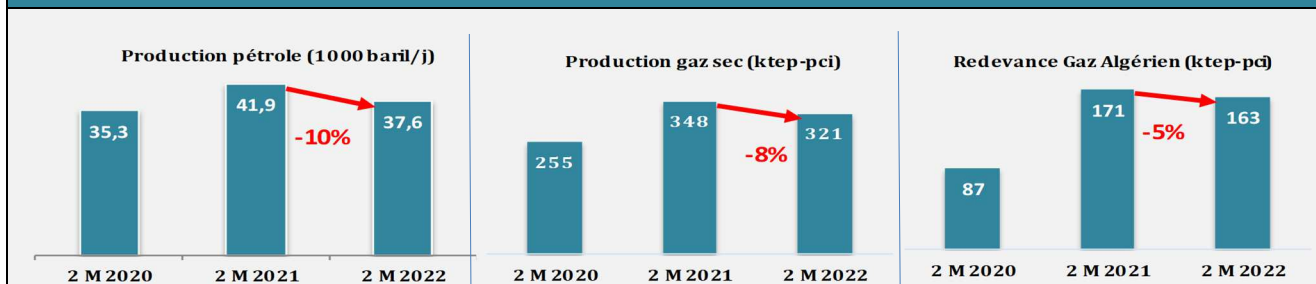
Date de la publication : 13/04/2022

Faits marquants des deux premiers mois de 2022

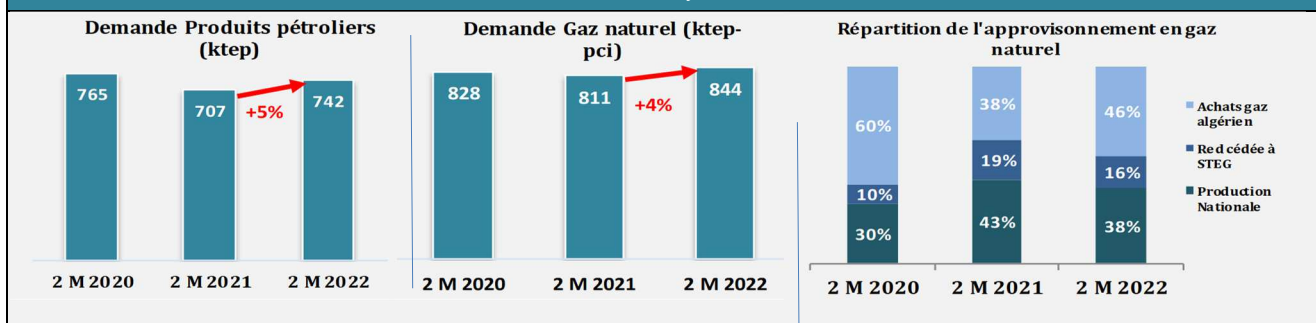
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



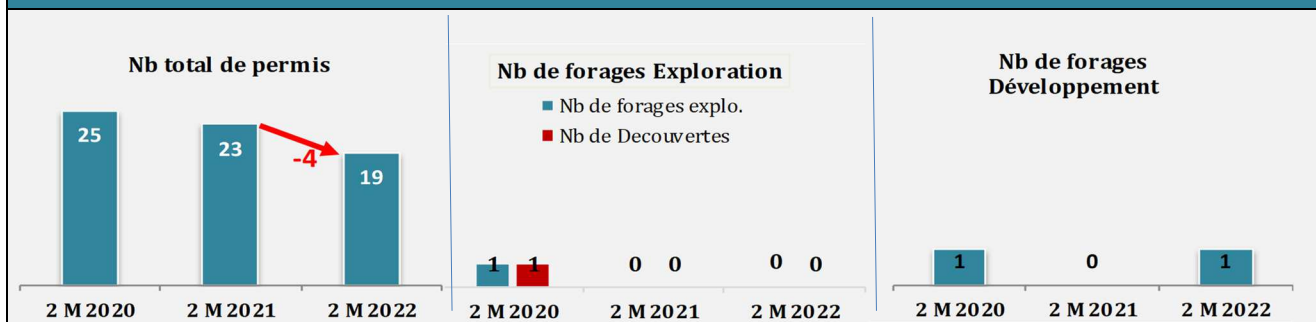
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



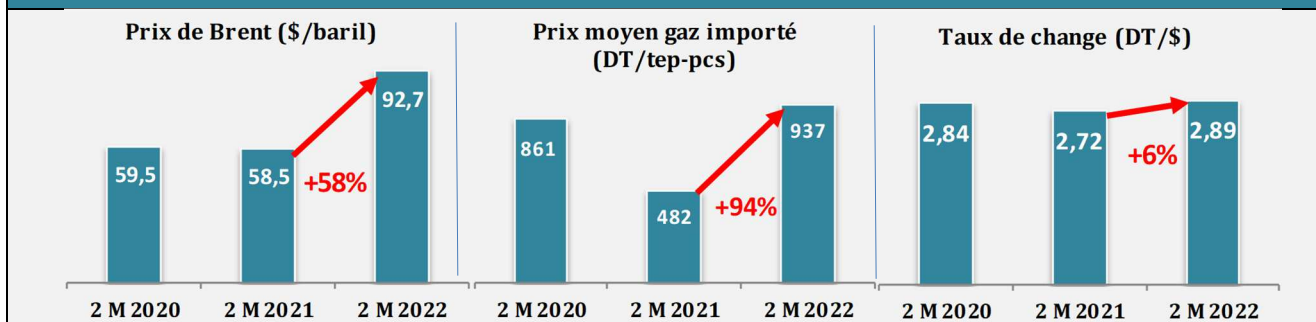
Demande des hydrocarbures



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 février				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	5095	1354	885	802	-9%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1962	646	331	293	-11%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	162	20,4	27	17	-34%	-1%
Gaz naturel	2932	684	519	485	-7%	-3%
Production	1953	447	348	321	-8%	-3%
Redevance	978	237	171	163	-5%	-3%
Elec primaire	40	3	9	7	-24%	7%
DEMANDE	9705	1283	1526	1592	4%	2%
Produits pétroliers	4560	591	707	742	5%	2%
Gaz naturel	5105	688	811	844	4%	2%
Elec primaire	40	3	9	7	-24%	7%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4609	71	-641	-790		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5588	-166	-812	-954		

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

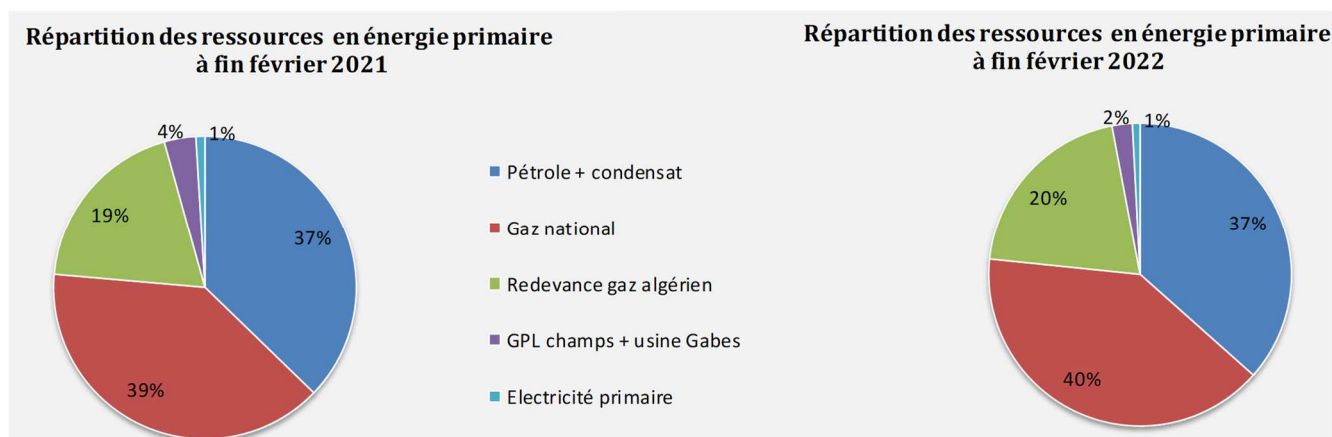
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

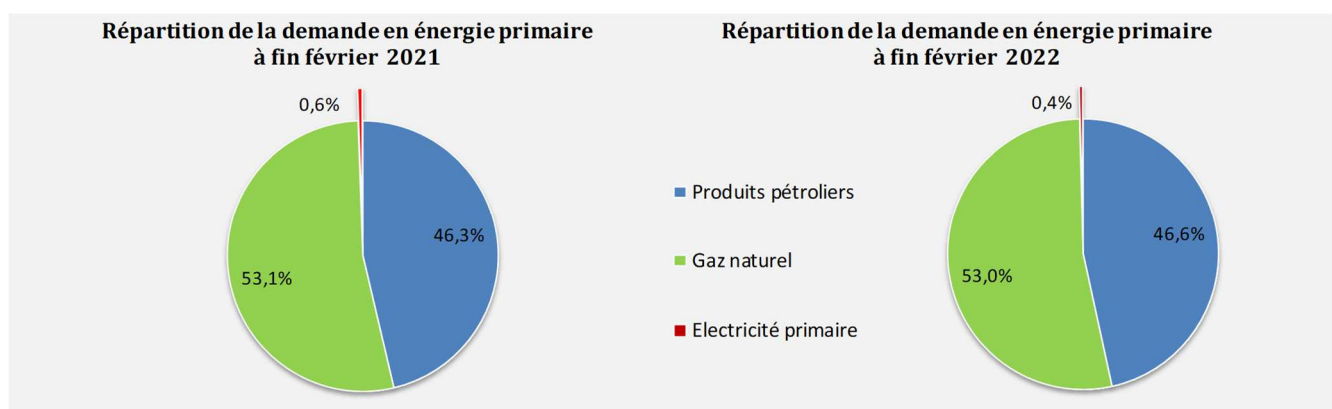
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.8 Mtep** à fin février **2022**, enregistrant une baisse par rapport à la même période de l'année précédant de **9%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole et du gaz.

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 **4%** entre fin février **2021** et fin février **2022** pour passer de **1.53 Mtep** à fin février **2021** à **1.6 Mtep** à fin février **2022**: la demande de gaz naturel a augmenté de **4%** et celle des produits pétroliers de **5%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité : La demande des produits pétroliers représente **47%** de la demande totale, le gaz naturel se stabilise autour de **53%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin février **2022**, **un déficit de 0.8 Mtep** contre un déficit enregistré à fin février **2021** de **0.6 Mtep**. **Le taux**

d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **50%** à fin février **2022** contre **58%** à fin février **2021**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **40%** à fin février **2022** contre **47%** à fin février **2021**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **24%** à fin février **2022** par rapport à fin février **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 février			A fin février			A fin février		
	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)	2021	2022	Var (%)
EXPORTATIONS				327	444	36%	371	815	120%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	208	317	52%	212,7	323	52%	242	603	149%
ETAP	127	312	145%	130	318	144%	149	593	299%
PARTENAIRES	80	5	-94%	82	5	-94%	93	10	-89%
GPL Champs	8	8	10%	8	9	10%	10	17	68%
ETAP	4	4	-3%	5	5	-3%	5,7	8	48%
PARTENAIRES	3	4	26%	4	5	26%	4,4	9	96%
PRODUITS PETROLIERS	93	87	-7%	93	87	-6%	112	167	49%
Fuel oil (BTS)	73	66	-10%	72	65	-10%	82	121	47%
Virgin naphtha	20	21	5%	21	22	5%	30	46	54%
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁸⁾				13	25	94%	7	28	318%
IMPORTATIONS				1220	1255	3%	1028	1881	83%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	125	186	49%	128	191	50%	161	402	150%
PRODUITS PETROLIERS	628	521	-17%	613	515	-16%	703	1078	53%
GPL	96	120	24%	106	132	24%	153	323	111%
Gasoil ordinaire	195	33	-83%	200	34	-83%	248	64	-74%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	62	96	56%	63	98	56%	84	231	176%
Jet ⁽⁶⁾	28	16	-44%	29	16	-44%	40	39	-3%
Essence Sans Pb	60	121	101%	63	126	101%	89	312	252%
Fuel oil (HTS)	40	20	-50%	39	20	-50%	38	29	-23%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	147	117	-21%	112	89	-21%	51	80	56%
GAZ NATUREL				479	549	14%	165	401	143%
Redevance totale ⁽²⁾				171	163	-5%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				308	385	25%	165	401	143%

(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

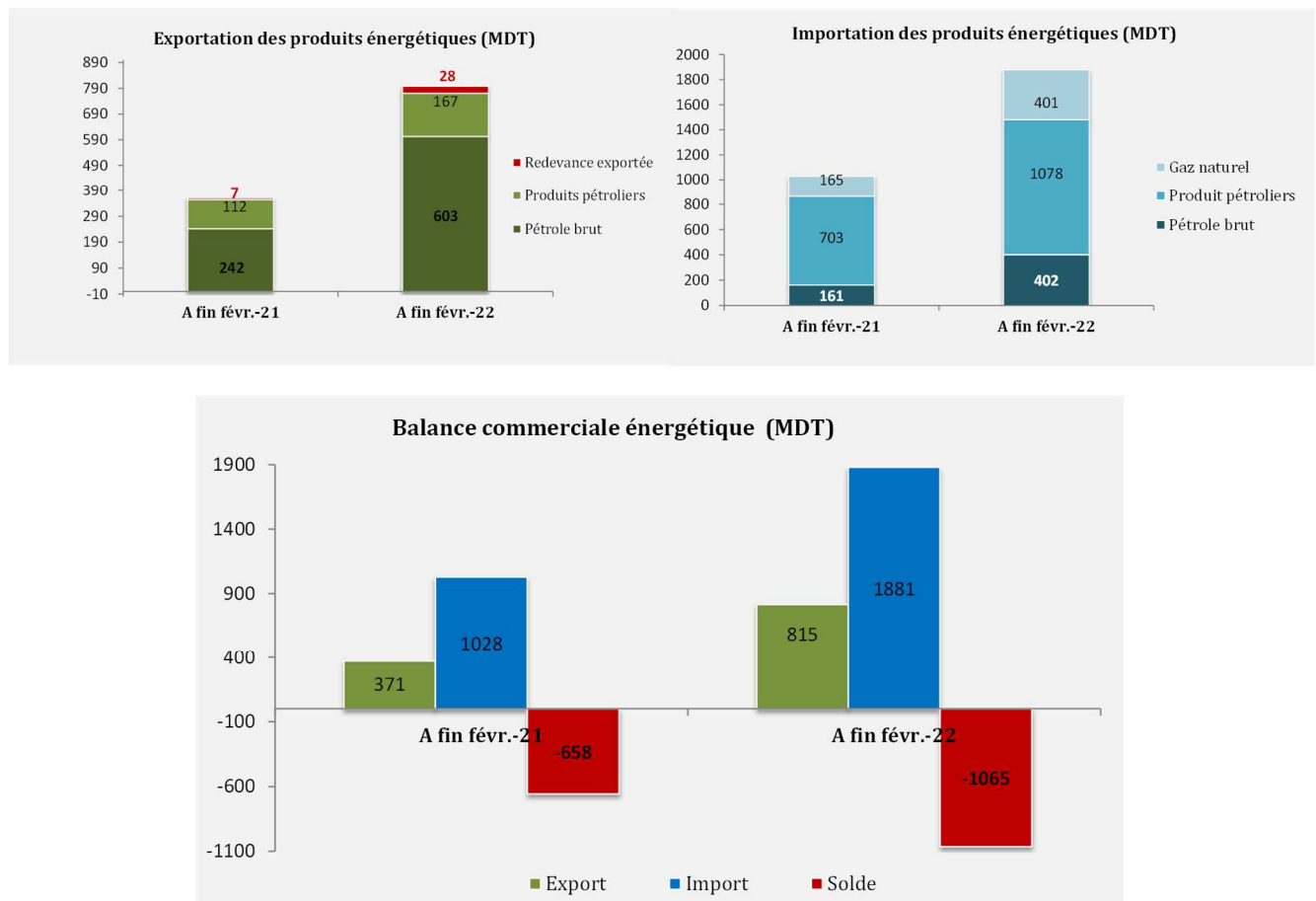
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 **120%** accompagnée par une hausse des importations en valeur aussi de **83%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **658 MDT** à fin février **2021** à **1065 MDT** à fin février **2022**, soit une augmentation de **62%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

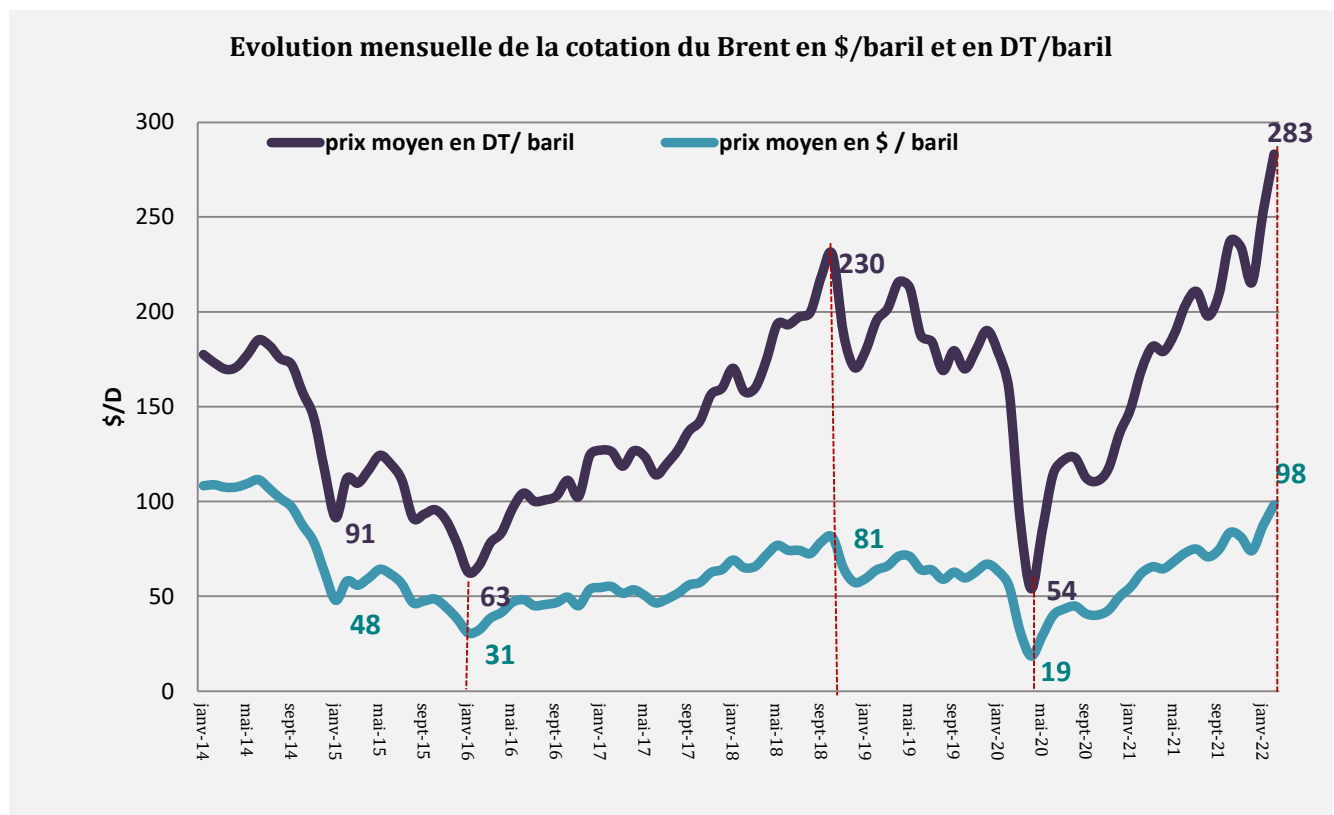
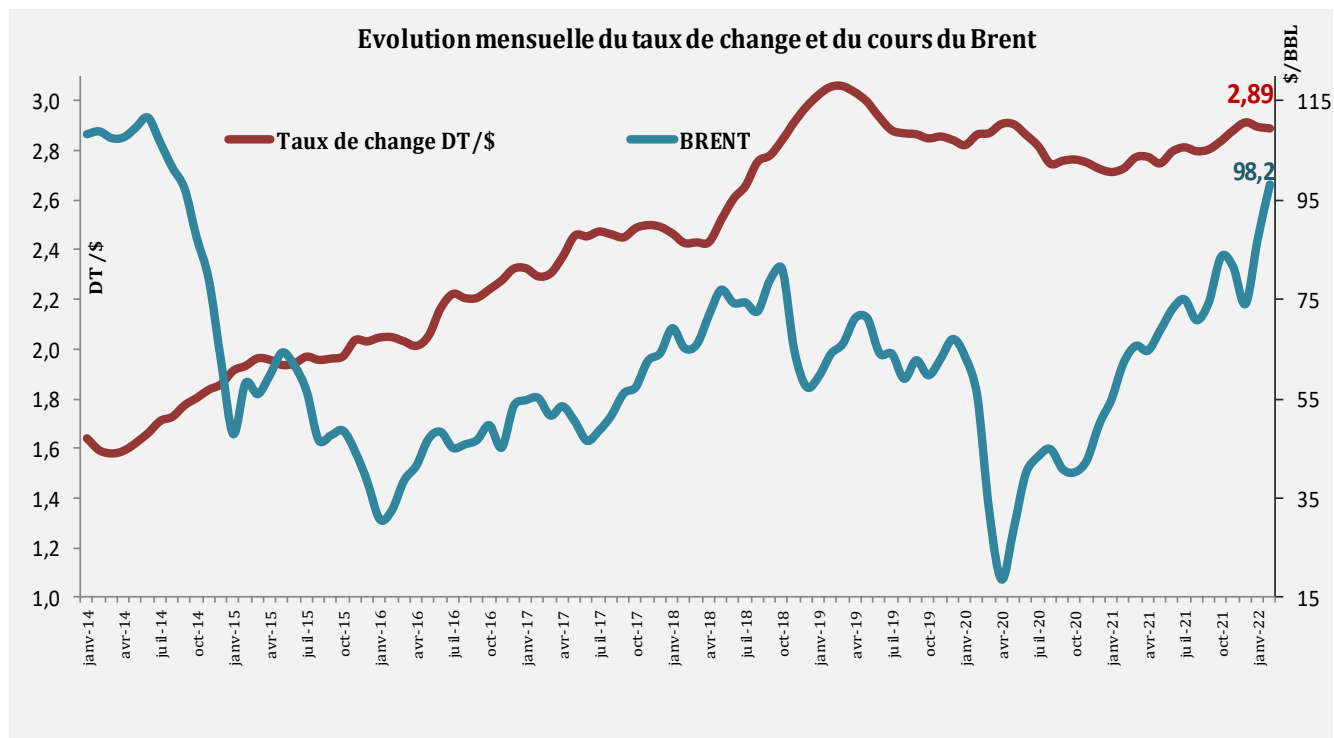


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités échangées, le taux de change \$/DT et les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 **8% (+)** à fin février **2022** par rapport à fin février **2021**.

En effet, à fin février **2022**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **34.2\$/bbl** : **58.5\$/bbl** à fin février **2021** contre **92.7 \$/bbl** à fin février **2022**. La cotation mensuelle du mois de février **2022** s'est située à **98.2\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **36 \$/bbl** par rapport à février **2021** et de **11 \$/bbl** par rapport au mois de janvier **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.

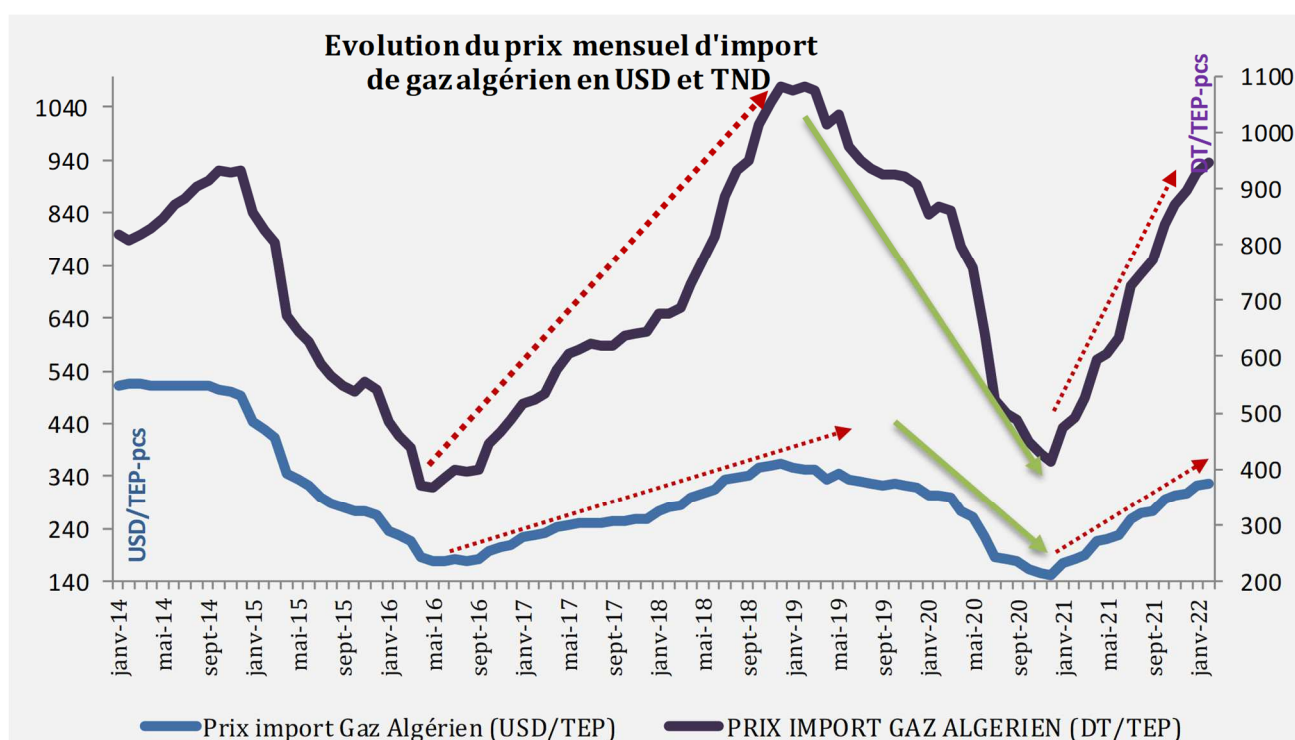


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin février **2021** et fin février **2022**, les cours moyens du Brent ont enregistré une hausse de **58%** : **92.7 \$/bbl** contre **58.5 \$/bbl**.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **6%** entre fin février **2021** et fin février **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 **94%** en DT et de **83%** en \$ entre fin février **2021** et fin février **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 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 dernière pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **55%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **236 kt** à fin février **2022** (dont **6%** brut local) contre **256 kt** à fin février **2021** (dont **15%** brut local).

(---) Hausse des achats du gaz algérien de **25%** en quantité pour faire face à l'augmentation de la demande et la baisse de la production.

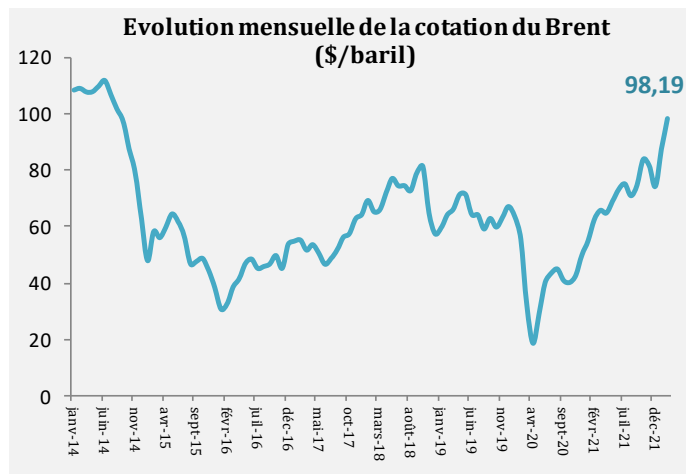
(-) Diminution des exportations des produits pétroliers en quantité de **7%**.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

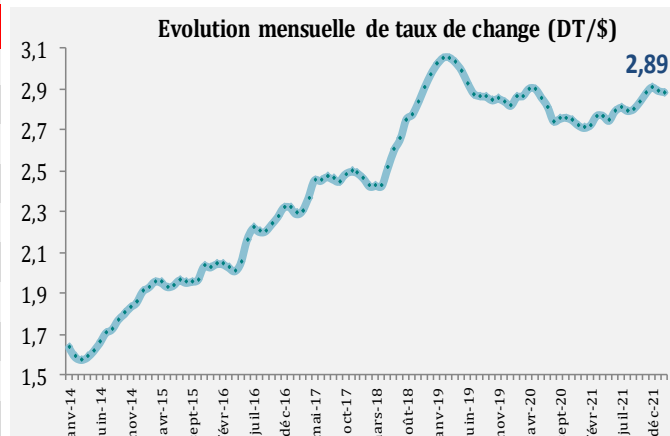
	2020	2021	2022	Variat. 22/21
Janvier	63,5	54,8	87,2	59%
Février	55,4	62,2	98,2	58%
Mars	31,8	65,6		
Avril	18,6	64,7		
Mai	28,98	68,8		
Juin	40,07	73,0		
Juillet	43,4	75,0		
Aout	44,8	70,8		
Septembre	40,8	74,6		
Octobre	40,2	83,7		
Novembre	42,7	81,4		
Décembre	49,9	74,1		
Prix annuel moyen	41,7	70,7		



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		
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		



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

Pétrole Brut (1)	A fin février	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	291	102
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

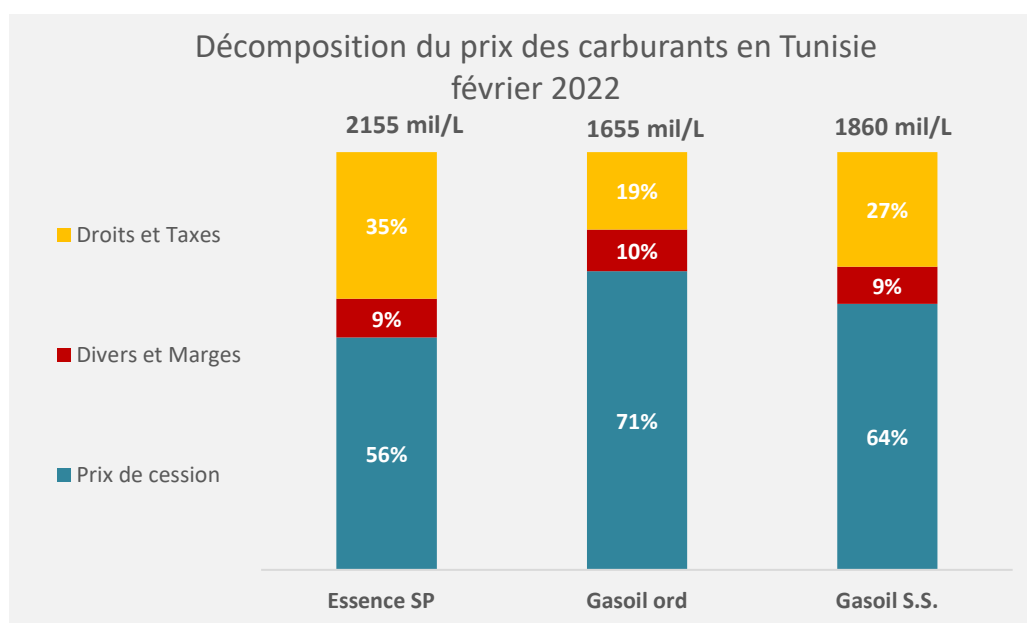
PRODUITS PETROLIERS	A fin février					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1994	1198	757	200	2155
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1631	1183	307	165	1655
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2035	1184	511	165	1860
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1470	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	2697	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	35,06	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 1/02/2022

(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 fév- 2022
Prix d'importation Gaz Algérien	697	937
	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

1 Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2021	A fin février		Var (%)
		2021	2022	
El borma	221	38	35	-8%
Ashtart	212	36	33	-10%
Hasdrubal	96	19	12	-34%
Adam	123	21	20	-3%
M.L.D	82	15	14	-13%
El Hajeb/Guebiba	134	22	21	-2%
Cherouq	76	13	12	-10%
Miskar	64	11	11	-3%
Cercina	69	12	10	-11%
Barka	71	17	5	-69%
Franig/Bag/Tarfa	43	8	9	6%
Ouedzar	56	9	8	-7%
Gherib	39	2	14	712%
Nawara	66	14	8	-46%
Halk el Manzel	274	40	22	-46%
Autres	277	43	53	24%
TOTAL pétrole (kt)	1 905	321	287	-11%
TOTAL pétrole (ktep)	1 946	328	293	-11%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 920	324	287	-12%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 962	331	293	-11%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	39	24	16	-34%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	43	27	17	-34%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 959	348	303	-13%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 005	358	311	-13%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **287 kt** à fin février **2022** enregistrant ainsi une baisse de **11%** par rapport à fin février **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 (-69%), Nawara (-46%), Hasdrubal (-34%), Ashtart (-10%) et El borma (-8%).

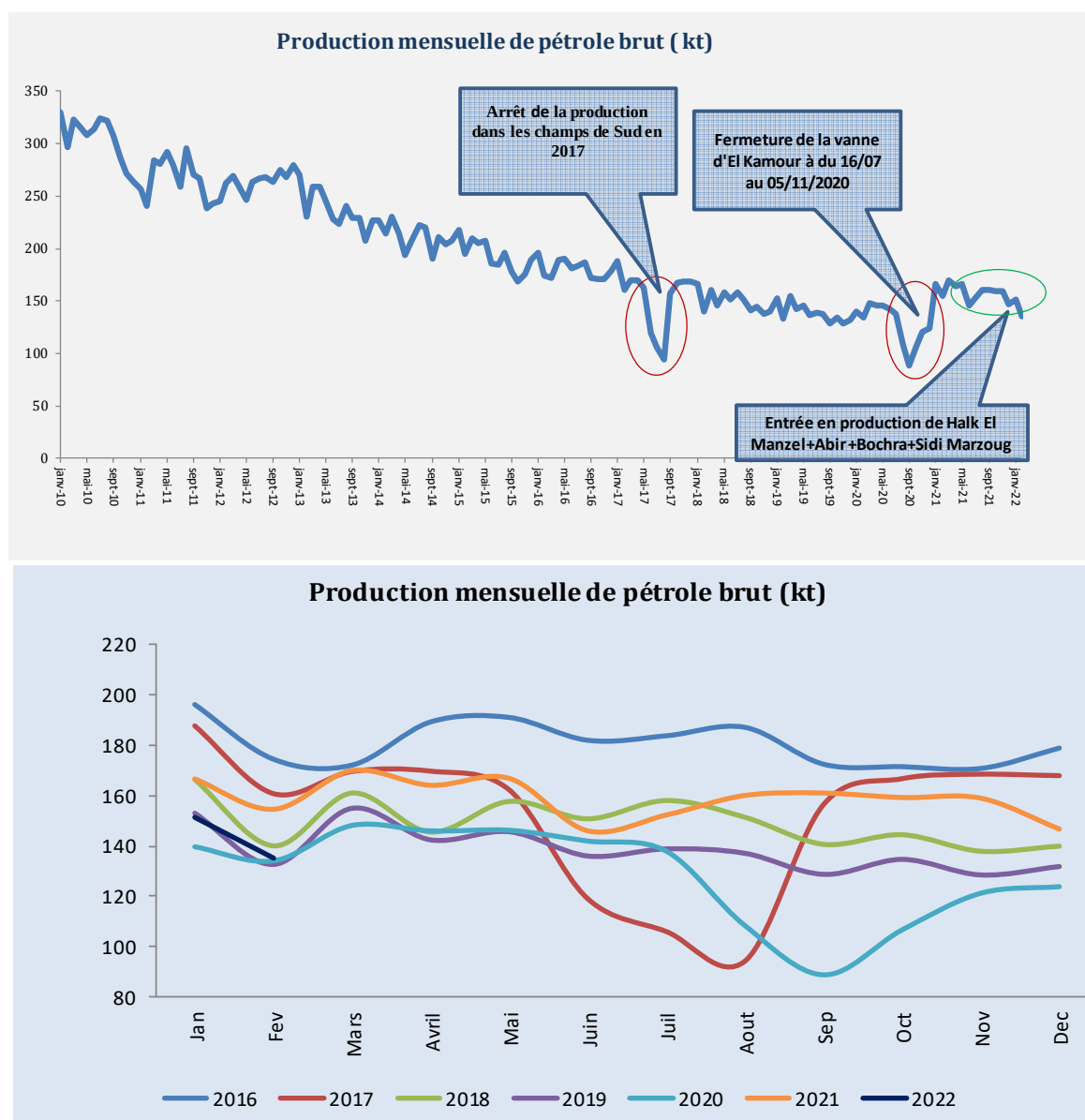
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+712%) et Franig/Bag/Tarfa (+6%).

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 **41.9** mille barils/j à fin février **2021** à **37.6** mille barils/j à fin février **2022**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2022**.



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2021	A fin février				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 932	684	519	485	-7%	-3%
Production nationale	1 953	447	348	321	-8%	-3%
Miskar	474	242	84	80	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	293	50	42	56	33%	1%
Gaz Chergui	160	39	30	23	-24%	-5%
Hasdrubal	242	65	48	27	-44%	-7%
Maamoura et Baraka	61	1	14	3	-83%	5%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	129	49	19	35	87%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	593	0	111	98	-12%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	978	237	171	163	-5%	-3%
Achats	2 295	88	308	385	25%	13%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 257	760	577	539	-7%	-3%
Production nationale	2 170	496	387	357	-8%	-3%
Miskar	527	269	94	89	-5%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	325	56	47	62	33%	1%
Gaz Chergui	178	44	33	25	-24%	-5%
Hasdrubal	269	72	53	30	-44%	-7%
Maamoura et Baraka	68	2	16	3	-83%	5%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	144	55	21	39	87%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	659	0	123	109	-12%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 087	264	190	182	-5%	-3%
Achats	2 550	98	342	428	25%	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

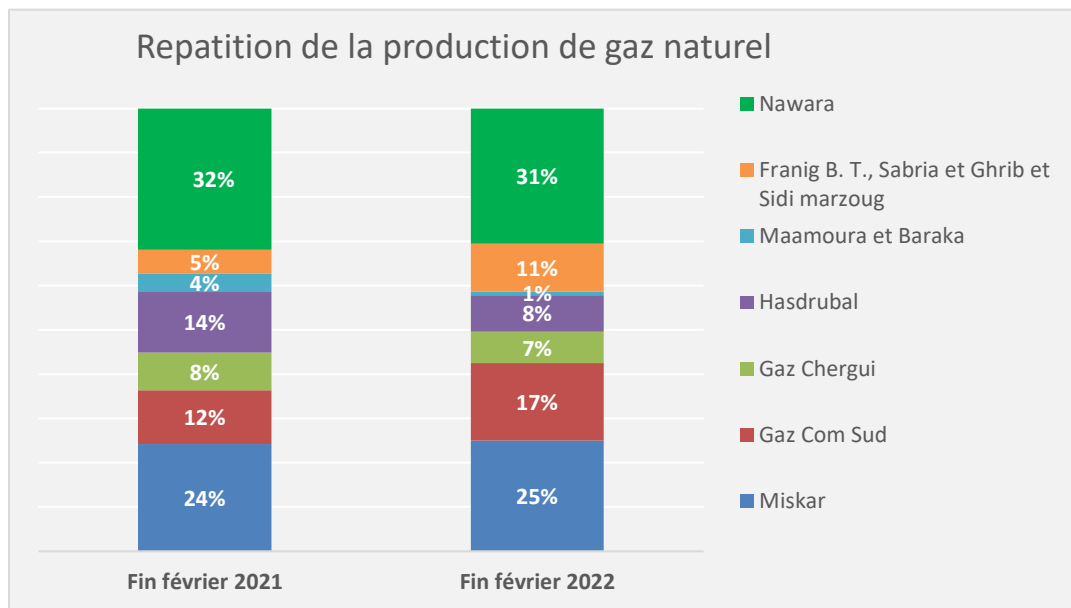
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 **485 ktep**, à fin février **2022**, enregistrant ainsi une baisse de **7%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **8%**.

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

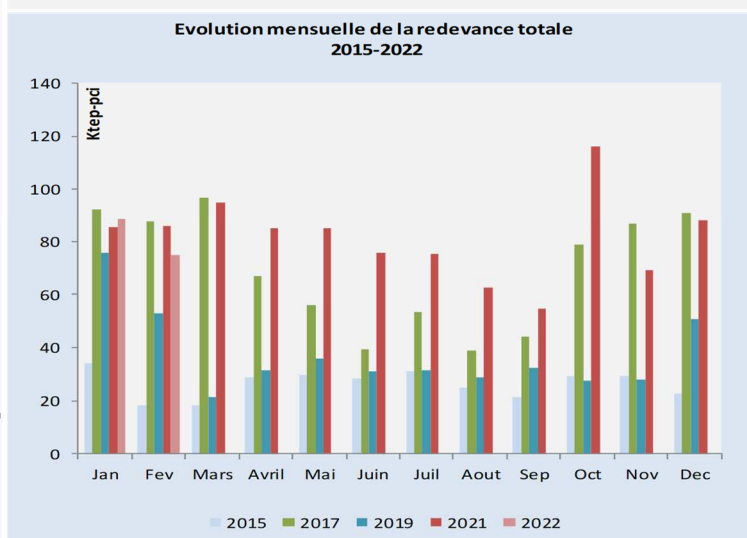
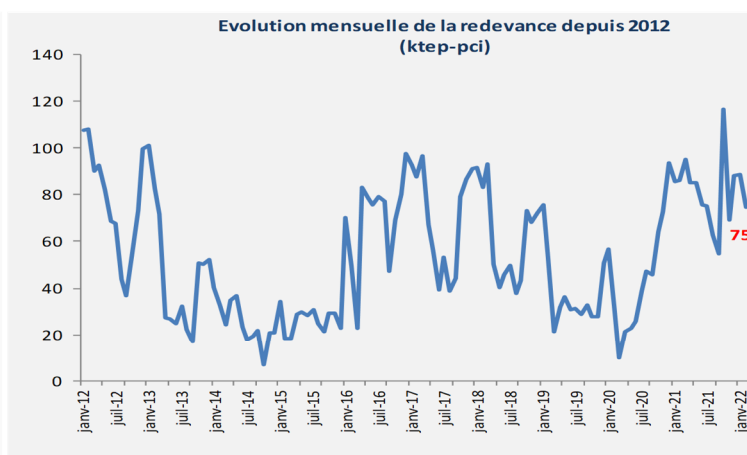
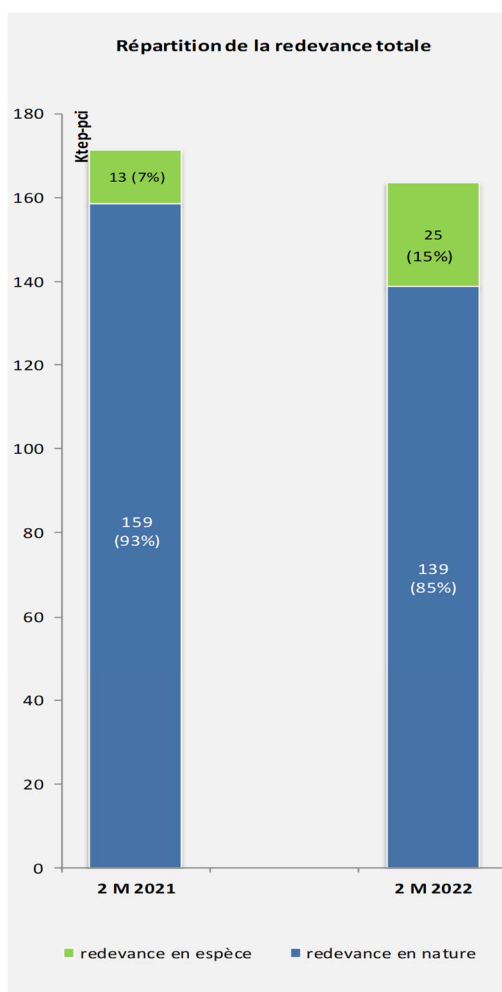


Il convient de noter :

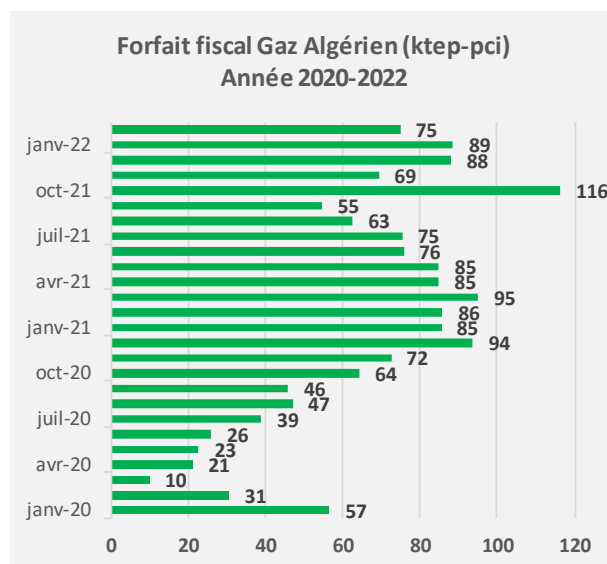
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **44%**, arrêt total de la production du 20/02 au 4/03/22
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Hausse de la production de **33%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Champs Maamoura et Baraka** : Baisse de la production de **83%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**5%**) à fin février **2022** par rapport à fin février **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 (**85%**).

Durant le mois de 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 contenue durant les années **2021 et 2022**.

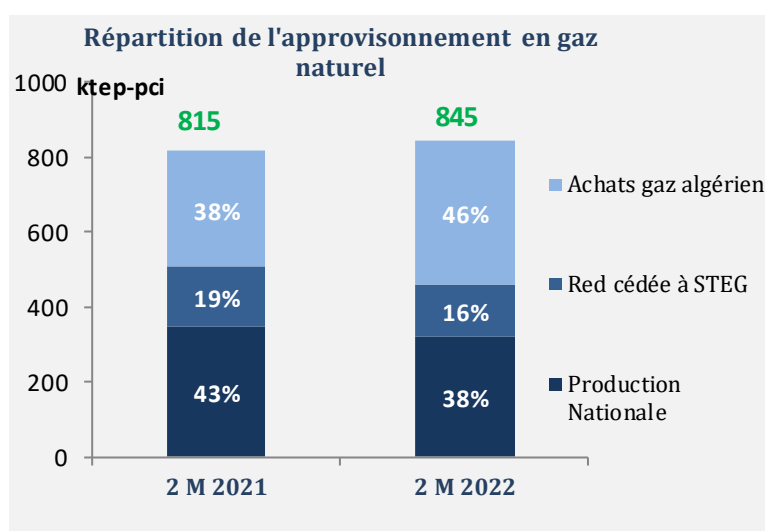


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **25%**, entre fin février **2021** et fin février **2022**, pour se situer à **385 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 **4%** entre fin février **2021** et fin février **2022** pour se situer à **845 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 **38%**.
2. Baisse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **19%** à **16%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **38%** à **46%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin février			Remarques
	2021 (a)	2022 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	5	5	-4%	
Essence Sans Pb	21	16	-25%	
Petrole Lampant	9	7	-28%	
Gasoil ordinaire	103	94	-8%	
Fuel oil BTS	80	78	-3%	
Virgin Naphta	35	36	4%	
White Spirit	2	1	-65%	
Total production STIR	256	237	-7%	
Taux couverture STIR (1)	36%	32%	-12%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	20%	17%	-17%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	59	55	-7%	
Jours de fonctionnement du Platforming	49	40	-18%	

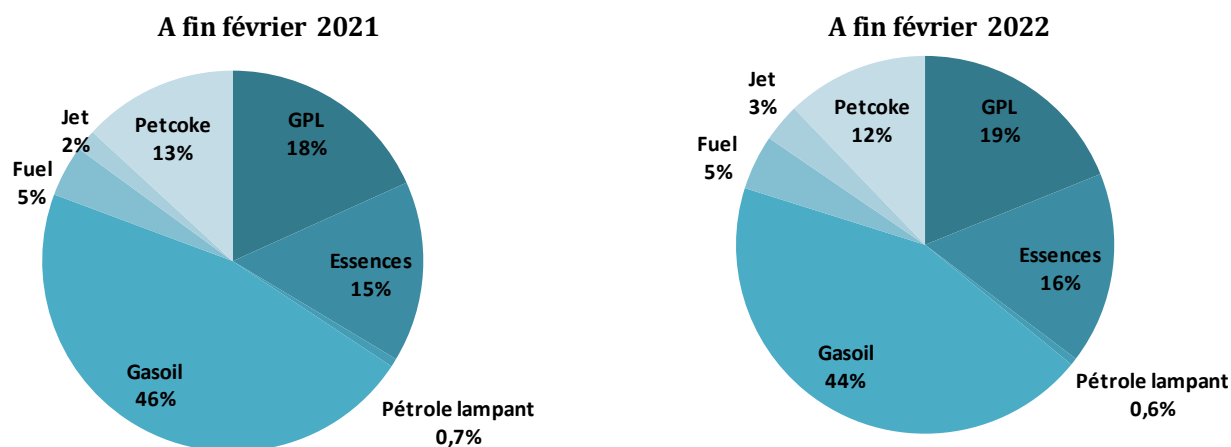
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2021	A fin février				
		2010	2021	2022	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	680	99,3	129	140	8%	3%
Essences	787	71,3	108	121	12%	5%
Essence Super	0	0,3	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	773	71,0	107	118	11%	4%
Essence premium	14	0	2	3	61%	-
Pétrole lampant	17,6	15,5	5,0	4,6	-8%	-10%
Gasoil	2122	286,2	327	325	-1%	1%
Gasoil ordinaire	1712	272,4	269	257	-5%	0%
Gasoil SS	404	13,9	57	67	17%	14%
Gasoil premium	7	0	0,8	1,2	55%	-
Fuel	226	50,6	31	34	12%	-3%
STEG & STIR	31	4,7	5	4	-19%	-1%
Hors (STEG & STIR)	195	46,0	25	30	19%	-3%
Fuel gaz(STIR)	11	1,9	2	3	103%	4%
Jet	134	22,3	13	24	91%	1%
Coke de pétrole	582	43,8	93	90	-3%	6%
Total	4560	591	707	742	5%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4517	584	700	734	5%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin février **2021** et fin février **2022**, une hausse de **5%** pour se situer à **742 ktep**. Cette hausse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement en **2021** pour contenir la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une hausse de la demande des essences de **12%**, de fuel de **12%** et du jet de **91%**. Par contre la demande du gasoil a enregistré une légère baisse de **1%**.

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

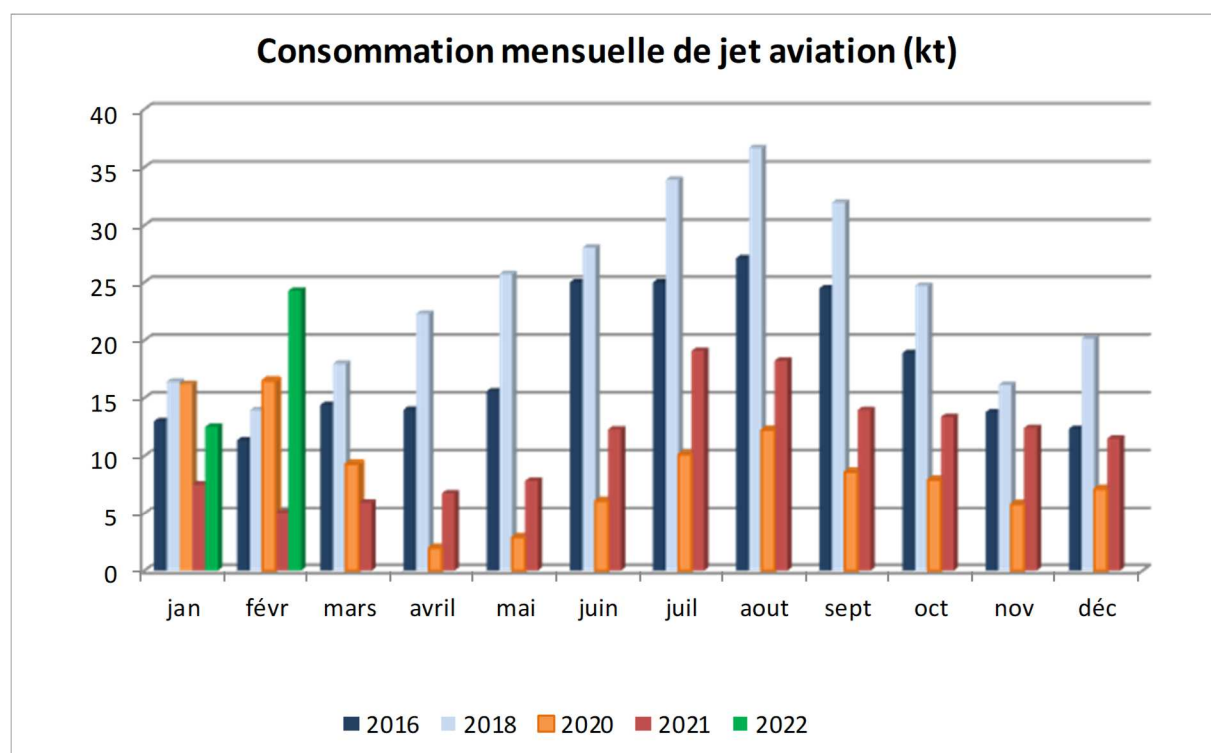


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin février **2022**, de **2%** par rapport à fin février **2021**. Elle représente **60%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **8%** entre janvier **2022** et janvier **2021**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **3%** entre à fin février **2021** et à fin février **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 **91%** à fin février **2022** par rapport à la même période de l'année précédente à cause du 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

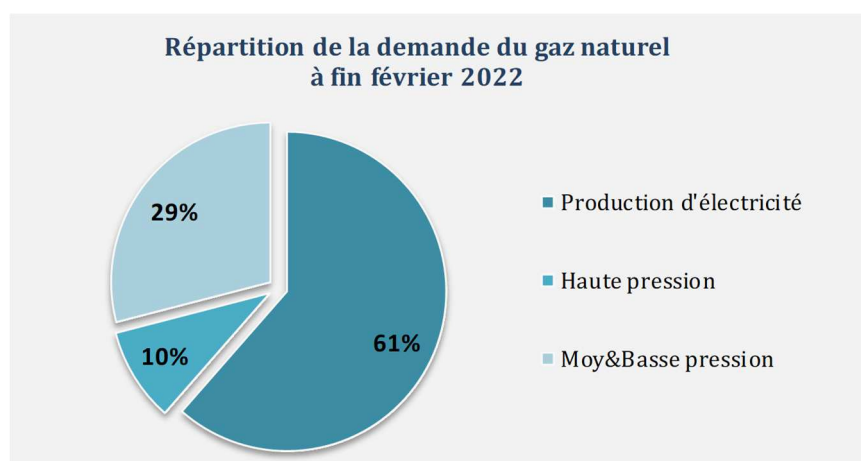
	Réalisé 2021	A fin février				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 105	688	811	844	4%	2%
Production d'électricité	3 762	459	541	519	-4%	1%
Hors prod élec	1 343	229	270	325	21%	3%
Haute pression	299	69	47	80	70%	1%
Moy&Basse pression	1 044	160	223	245	10%	4%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 672	765	901	938	4%	2%
Production d'électricité	4 180	510	601	577	-4%	1%
Hors prod élec	1 492	255	300	361	21%	3%
Haute pression	332	77	52	89	70%	1%
Moy&Basse pression	1 160	178	247	272	10%	4%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **4%** entre fin février **2021** et fin février **2022** pour se situer à **844 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **4%**, 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 (**61%** de la demande totale à fin février **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 **21%** pour se situer à **325 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **10%** et celle des clients haute pression a augmenté de **70%**.

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

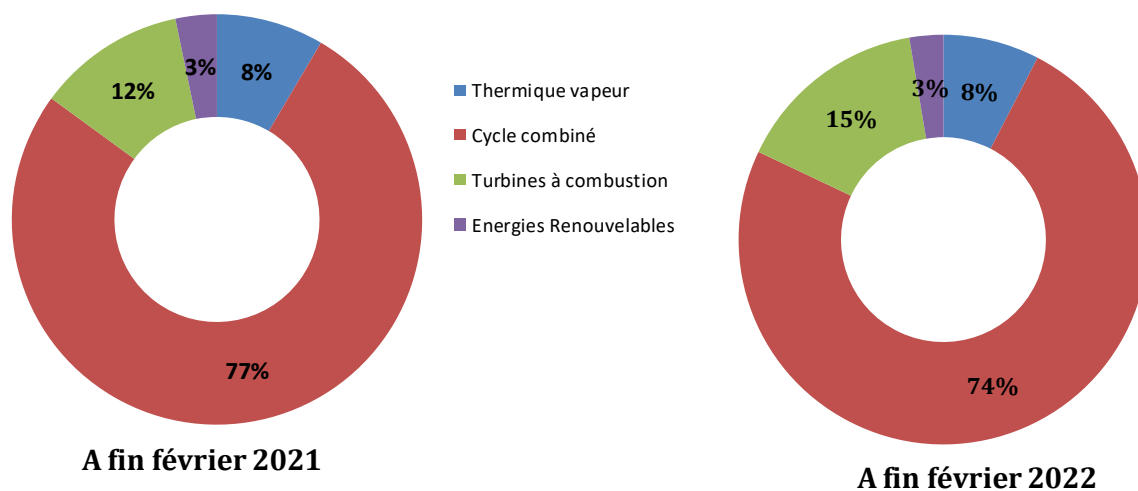


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une hausse de **2.4%** entre fin février **2021** et fin février **2022** pour se situer à **208 tep/GWh**.

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 de **4%**.

En effet, nous avons noté une baisse à **74%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin février **2022** contre **77%** à fin février **2021**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2021	Février		A fin février	
		2021	2022	2021	2022
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	5	1	0	1	0
Nb total des permis	19	24	19	23	19
Nb de forages explo.	2	0	0	0	0
Nb forages développ.	4	0	1	0	1
Nb de découvertes	1	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin février 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 février 2022

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

Forage d'exploration à fin février 2021

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin février 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 : 1645 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 (1) nouveau puits de développement à fin février 2022 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
04	Tarfa -8	Tarfa	15/02/2022	1314	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 février				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16783	1 688	2 506	2690	7%	4%
FUEL + GASOIL	0	1	0	0	669%	-30%
GAZ NATUREL	16319	1652	2407	2614	9%	4%
HYDRAULIQUE	28	5	3	1,1	-61%	-12%
EOLIENNE	425	29,6	96	72	-25%	8%
SOLAIRE ⁽¹⁾	11	0	0	2	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3138	493	547	154	-72%	-9,2%
ACHAT TIERS	162	13	31	31	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	20084	2 195	3 084	2 875	-7%	2%
Echanges	28	15	0	8	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie)	1062	0	0	372	-	-
Ventes Gecol (Libye)	62	0	33	0	-	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21112	2195	3051	3255	7%	3%

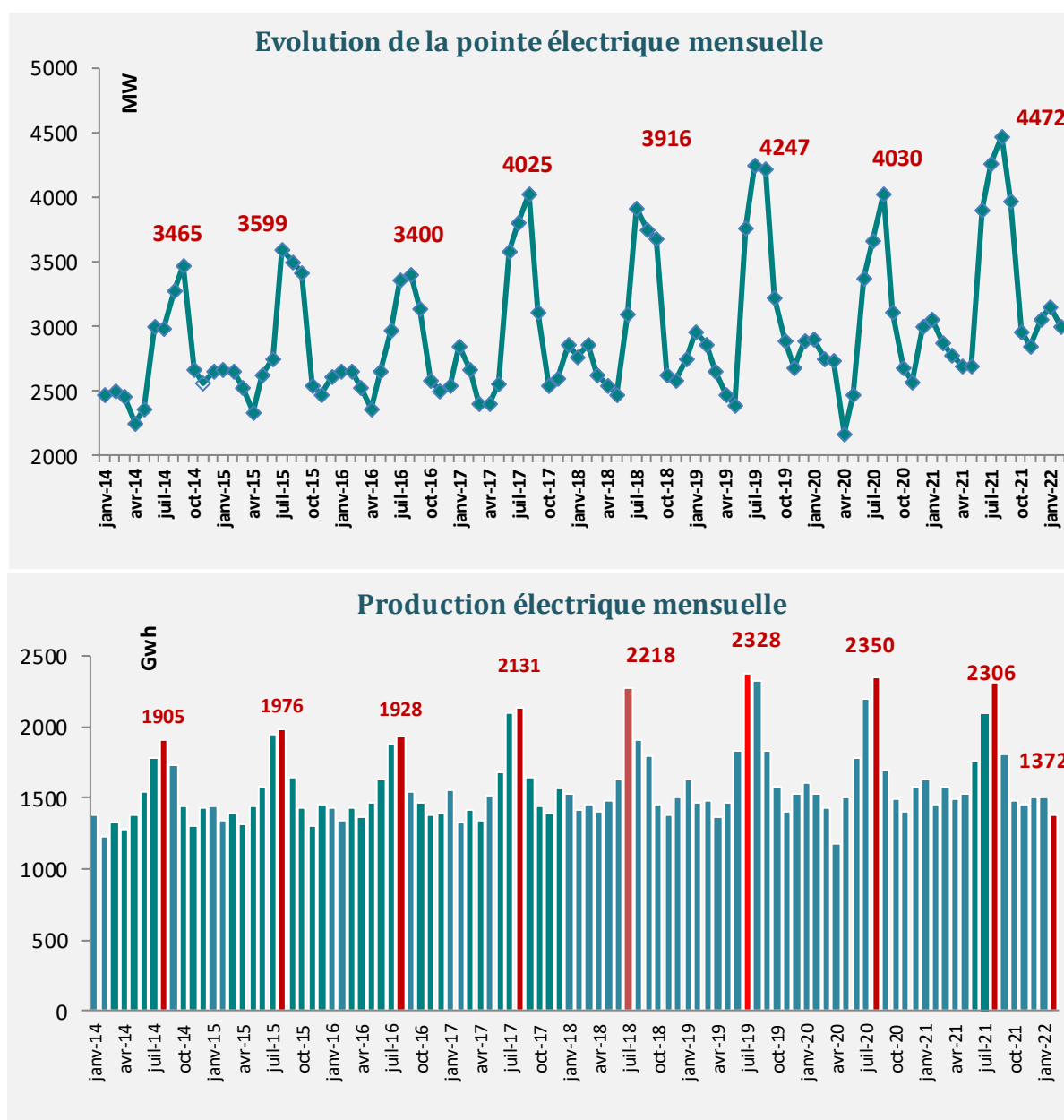
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

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

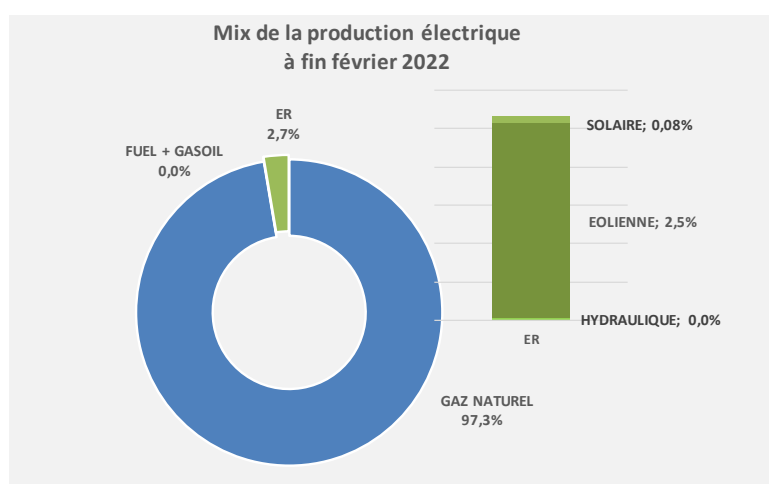
La production totale d'électricité a enregistré, à fin février **2022**, une diminution de **7%** pour se situer à **2 875 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **3 084 GWh** à fin février **2021**. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de **7%**, ceci est dû à l'augmentation 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 février **2022** contre **3056 MW** à fin février **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 **94%** de la production nationale à fin janvier **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 **2.7%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin février **2022**.



VENTES D'ELECTRICITE

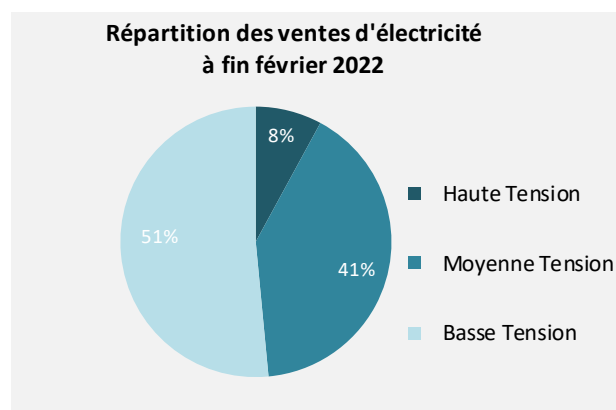
Unité : GWh

	Réalisé 2021	A fin février				
		2020 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1357	190	215	204	-5%	0,6%
Moyenne tension	6777	856	977	1045	7%	2%
Basse tension	8249	860	1250	1326	6%	4%
TOTAL VENTES **	16383	1 906	2 442	2 574	5%	3%

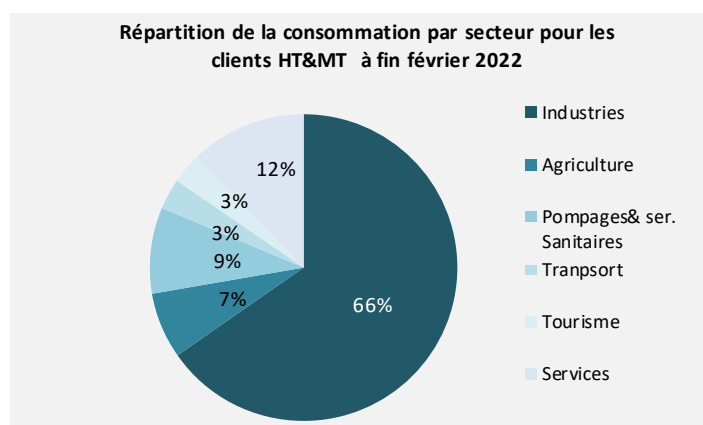
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **5%** entre fin février **2022** et fin février **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 **7%**.

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 **66%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin février **2022**.



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin février 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	131 MW
		MT/HT	274 autorisations octroyées pour une puissance totale de 50MW (dont 9 autorisations en cours de publication totalisant une puissance de 2.5 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 : 17/02/2022
		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 : 24/02/2022

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.