

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, mars 2021





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

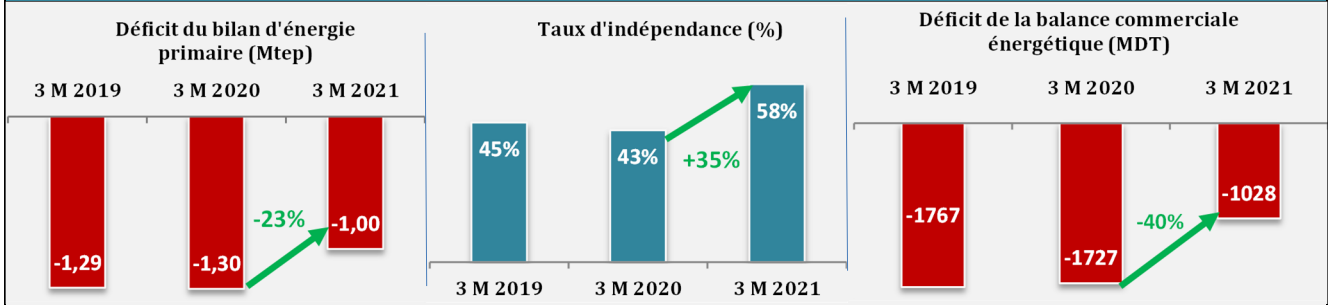
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables



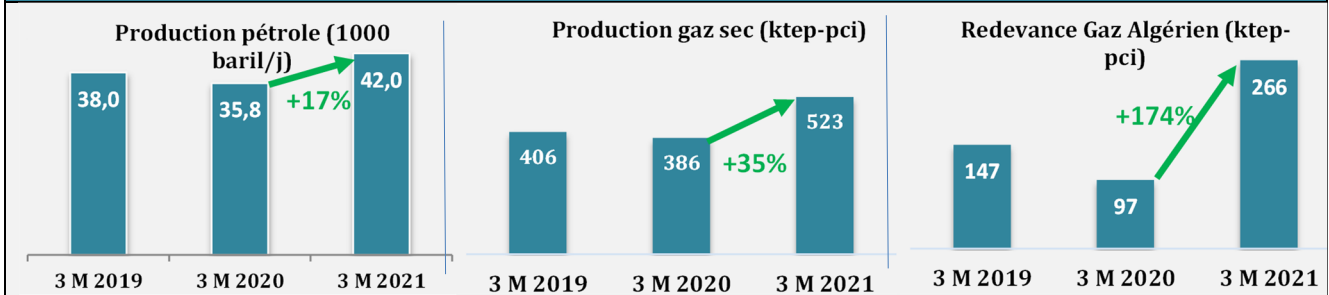
Version actualisée : le 09/07/21

Faits marquants du premier trimestre de 2021

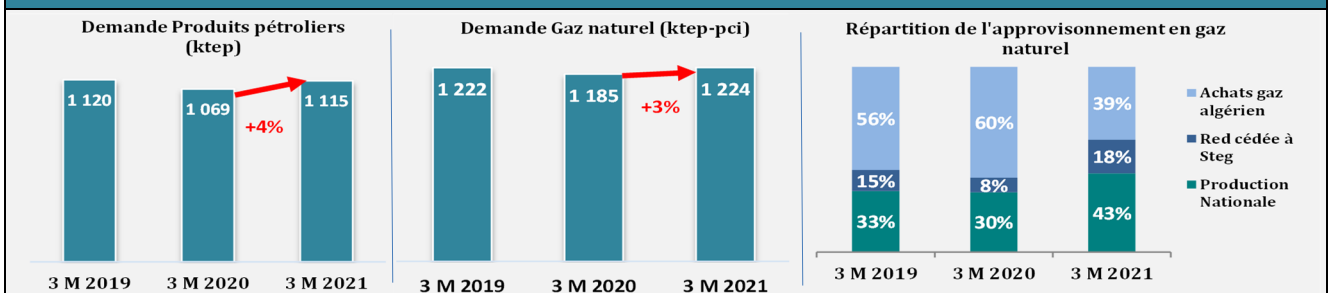
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



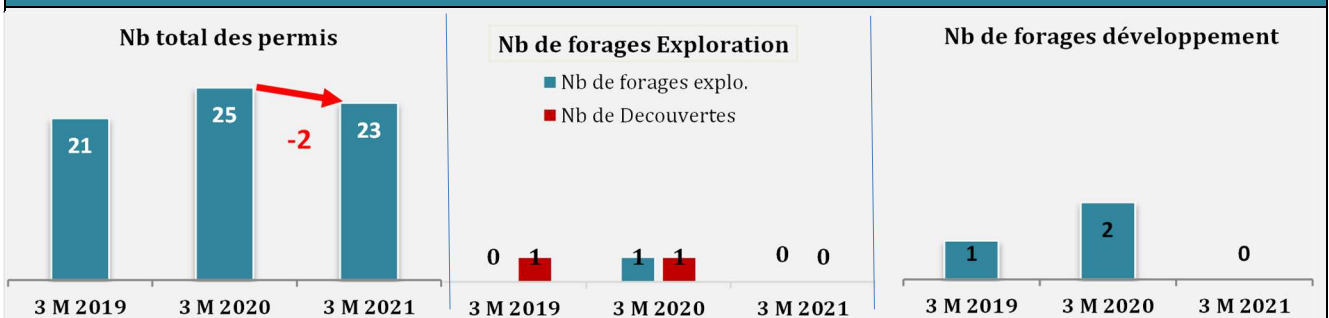
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



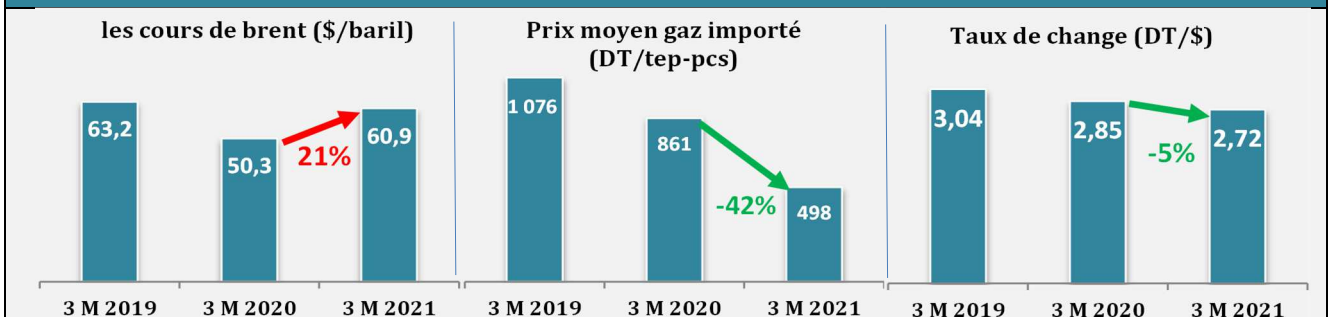
Demande des hydrocarbures



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 2020	2010 (a)	A fin mars 2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	3956	2075	967	1353	40%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	980	433	506	17%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	35,6	37	46	23%	2%
Gaz naturel	2176	1055	483	789	63%	-3%
Production	1646	697	386	523	35%	-3%
Redevance	530	358	97	266	174%	-3%
Electricité primaire	44	4	13	12	-6%	10%
DEMANDE	9107	1948	2267	2352	4%	2%
Produits pétroliers	4219	918	1069	1115	4%	2%
Gaz naturel	4844	1026	1185	1224	3%	2%
Electricité primaire	44	4	13	12	-6%	10%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5150	127	-1300	-999		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5680	-231	-1398	-1265		

Demande en 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 commercial 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-tunisien

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabès

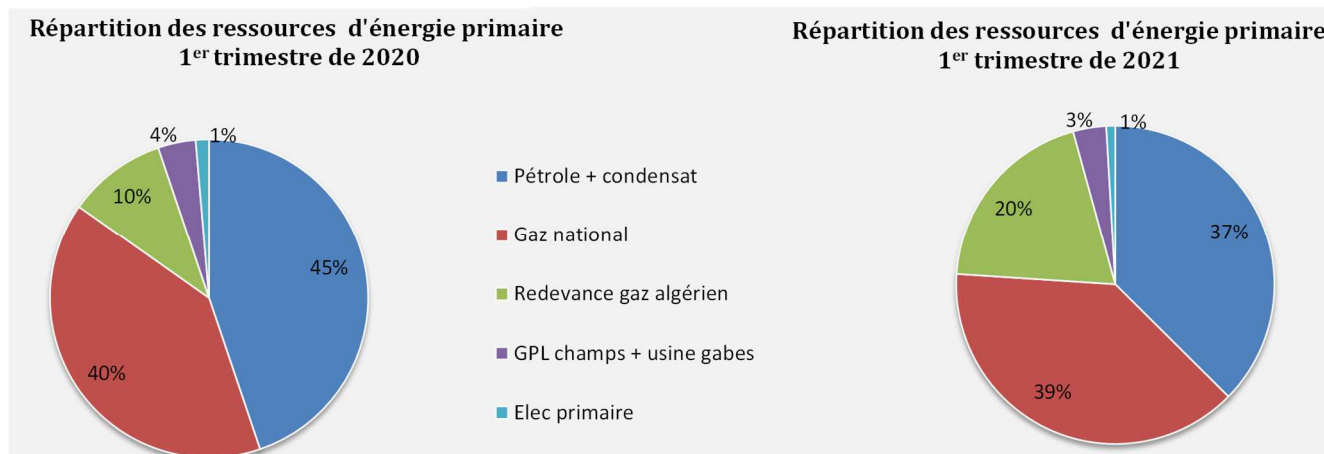
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabès

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

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

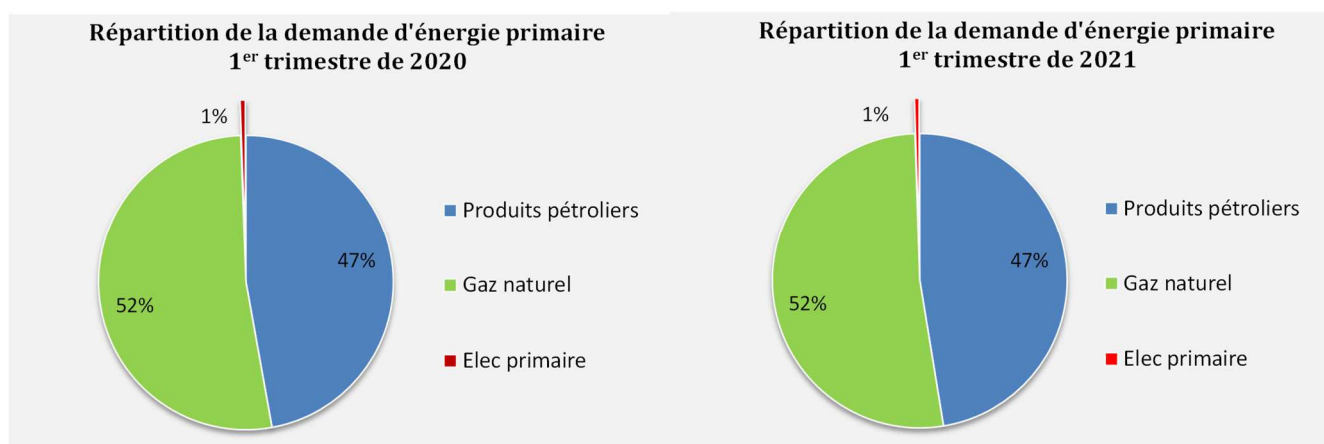
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.4 Mtep** à fin mars **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédant de **40%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage du gaz algérien qui a enregistré une hausse de plus de **170%** durant le premier trimestre de **2021** par rapport à la même période de l'année précédant.

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 la redevance gaz algérien a doublé en l'espace d'un an. 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 le premier trimestre de 2020 et le premier trimestre de **2021** pour passer de **2.27 Mtep** à **2.35 Mtep** : la demande de gaz naturel a augmenté de **3%** et celle des produits pétroliers a augmenté de **4%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré une stabilité, en effet, la demande des produits pétroliers est restée à **47%** entre fin mars **2020** et fin mars **2021**. Le gaz naturel représente **52%**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin mars **2021**, **un déficit de 1 Mtep** contre un déficit enregistré à fin mars 2020 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 **58%** courant le premier trimestre de **2021** contre **43%** courant le premier trimestre de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **46%** contre **38%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **23%** à fin mars **2021** par rapport à fin mars **2020**, cette baisse est dûe essentiellement à l'amélioration des ressources d'énergie primaire.

2

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		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				459	588	28%	407	710	75%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	309	378	22%	315,5	386	22%	232	481	107%
ETAP	305,5	127,3	-58%	311,6	130	-58%	229,1	148,5	-35%
PARTENAIRES	3,8	250,8	6525%	3,9	256	6493%	2,7	332,4	12042%
GPL Champs	8,9	13,7	53%	9,9	15,2	53%	10	19,1	92%
ETAP	4	8,6	97%	4,8	9,5	97%	4,7	12,1	160%
PARTENAIRES	5	5,1	11%	5,0	5,6	11%	5,3	7,0	32%
PRODUITS PETROLIERS	123,8	144,3	17%	125,2	144,4	15,3%	158	184	16%
Fuel oil (BTS)	70,2	103,4	47%	68,7	101,3	47%	99,4	122,0	23%
Virgin naphta	53,6	40,9	-24%	56,5	43,1	-24%	59,0	62,3	6%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				8,3	42,7	416%	6	25,7	305%
IMPORTATIONS				2010	1932	-4%	2133	1738	-19%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	183,6	250,9	37%	187,6	256,4	37%	224,0	343,0	53%
PRODUITS PETROLIERS	1013,3	945,1	-7%	1009,6	925,6	-8%	1224,5	1127,2	-8%
GPL	148	148	0%	163	164	0%	206	248	20%
Gasoil ordinaire	354	328	-7%	364	337	-7%	506	445	-12%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	107	93	-13%	109	96	-13%	142	131	-8%
Jet ⁽⁶⁾	57	28	-51%	59	29	-51%	81	39	-52%
Essence Sans Pb	143	93	-35%	149	98	-35%	218	150	-31%
Fuel oil (HTS)	40	40	0%	39	39	0%	26	38	47%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	165	214	30%	126	163	30%	46	77	68%
GAZ NATUREL				812,7	749,8	-8%	684,5	268	-61%
Redevance totale ⁽²⁾				97,3	266,5	174%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				715,4	483,3	-32%	684,5	268	-61%

(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

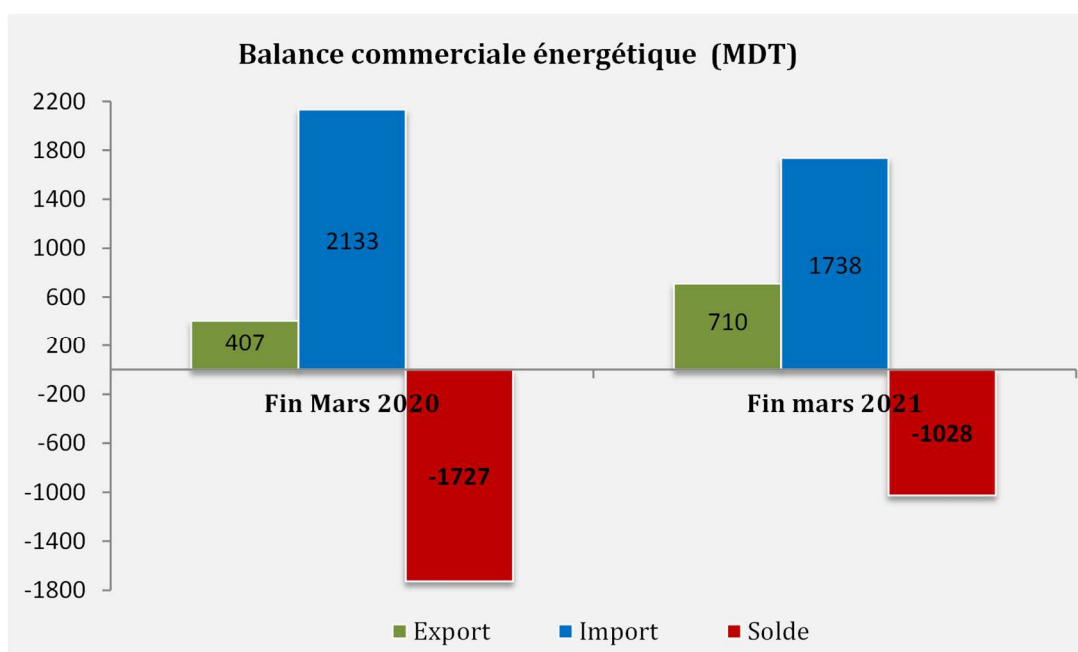
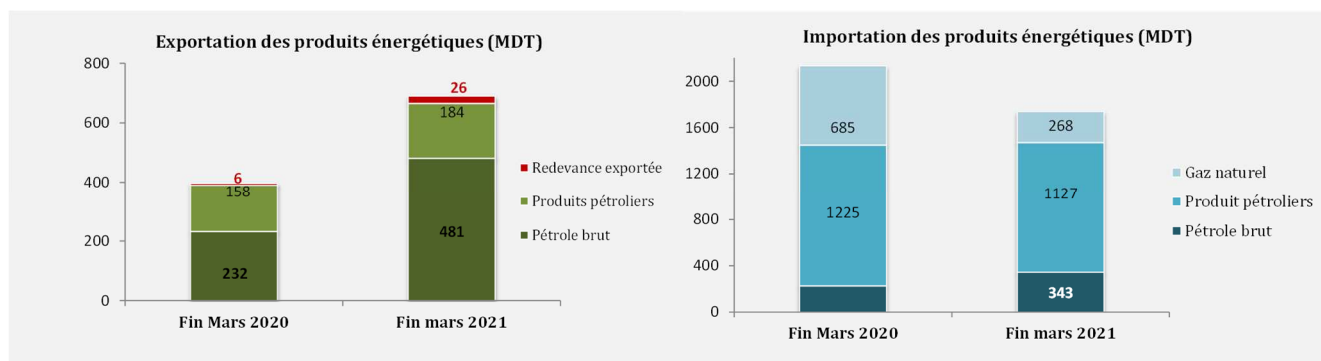
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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

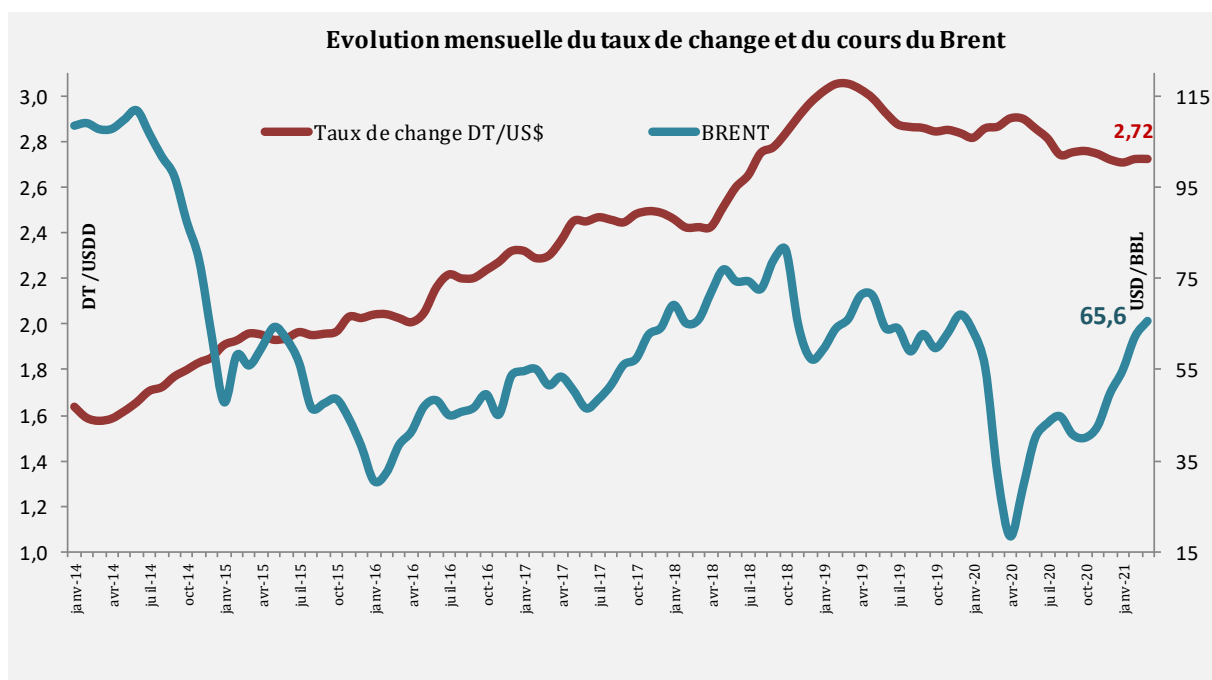
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **75%** accompagné par une baisse des importations en valeur de **19%**. Le déficit de la balance

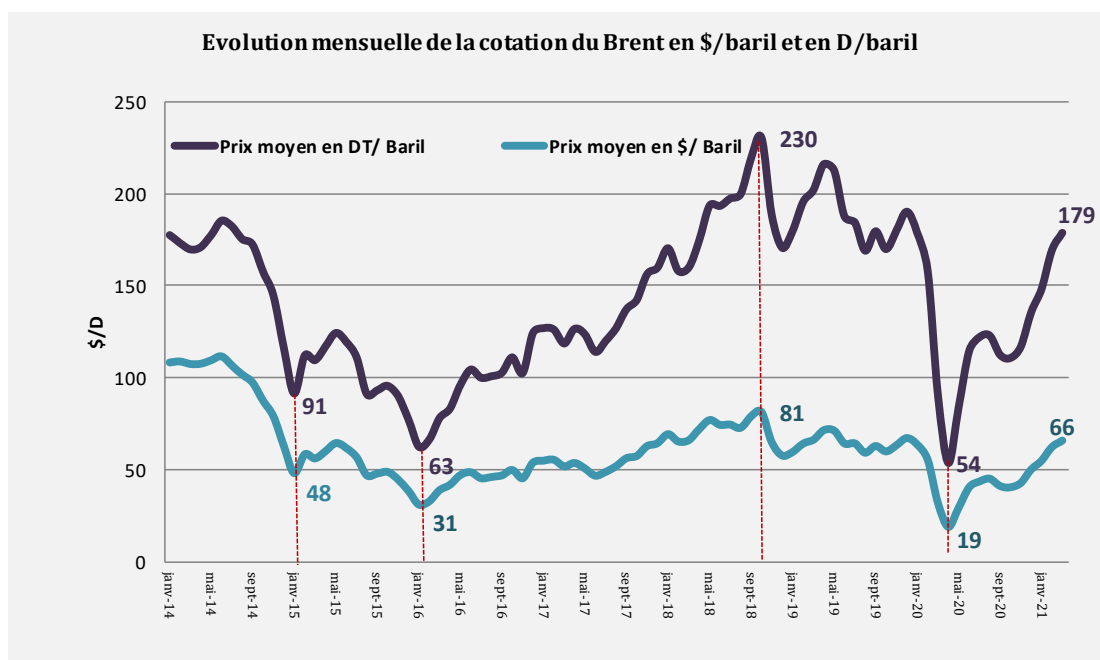
commerciale énergétique est passé de **1727 MDT** durant le premier trimestre de **2020** à **1028 MDT** durant le premier trimestre de **2021**, soit une diminution de **41%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



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 prix des produits pétroliers. Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a augmenté (+) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **12% (+)** à fin mars **2021** par rapport à fin mars **2020**. En effet, à fin mars **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **10.6 \$/bbl : 60.9 \$/bbl** à fin mars **2021** contre **50.3 \$/bbl** à fin mars **2020**, la cotation mensuelle du mois de mars à enregistré aussi une hausse de **34 \$/bbl** par rapport à mars **2020** et une hausse de **3.4** par rapport à février **2021**.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien continue à enregistrer une appréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange de produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



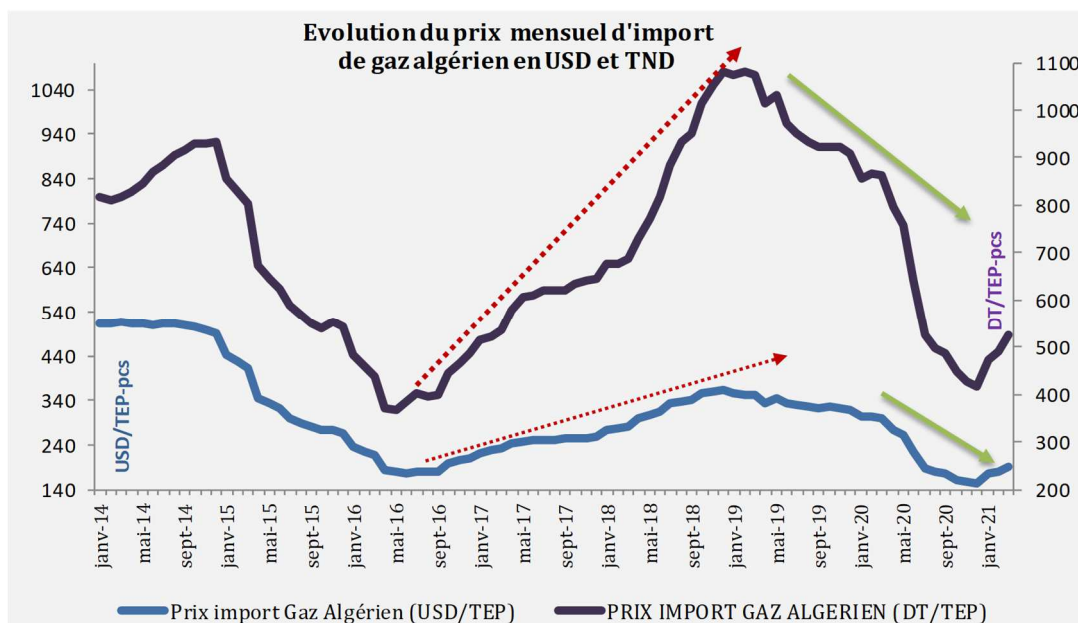
Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin mars 2020 et fin mars 2021, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de 21% : 60.9 \$/bbl contre 50.3 \$/bbl.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 4% entre fin mars 2020 et fin mars 2021, 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.

(+++)
La diminution du prix moyen du gaz algérien de **42%** en DT et de **40%** en \$ entre fin mars **2020** et fin mars **2021**.



La baisse a été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois.

(+)
Les importations des produits pétroliers ont diminué par rapport à la même période de **8%** en valeur.

(++)
Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **396.4 kt** à fin mars **2021** (dont **84%** brut étranger) contre **354.3 kt** à fin mars **2020** (dont **58%** brut étranger).

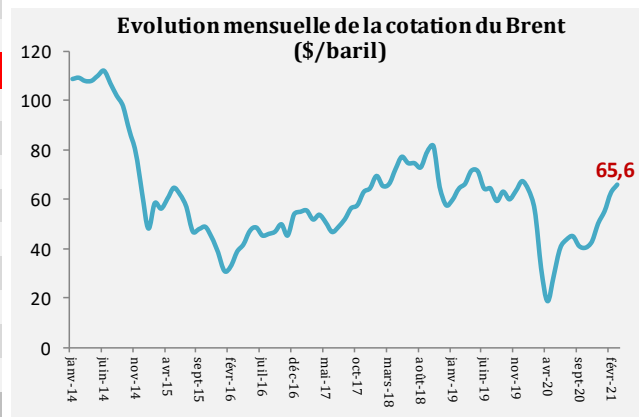
(+++)
Baisse des achats du gaz algérien de **32%** en quantité et **61%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien et de la baisse des prix d'importation.

(++)
Une hausse des exportations des produits pétroliers de **17%** en quantité et de **16%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

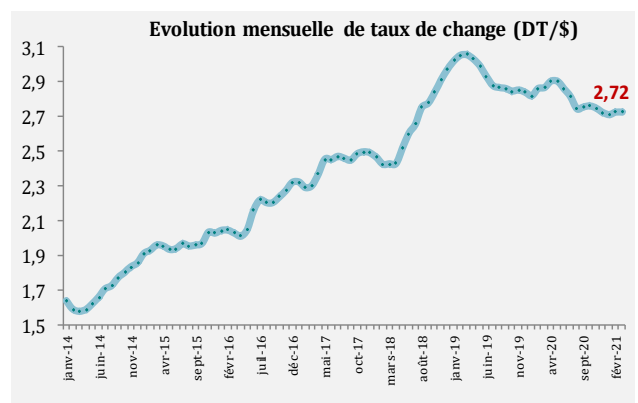
1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)				
	2019	2020	2021	21/20
Jan	59,5	63,5	54,8	-14%
Fév	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6		
Mai	71,1	28,98		
Juin	64,1	40,07		
Juillet	64,0	43,4		
Aout	59,0	44,8		
Septembre	62,8	40,8		
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
Décembre	67,02	49,9		
Prix annuel moyen	64,3	41,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)				
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Jan	3,02	2,82	2,71	-4%
Fév	3,05	2,86	2,72	-5%
Mars	3,05	2,87	2,72	-5%
Avril	3,03	2,90		
Mai	2,99	2,90		
Juin	2,93	2,86		
Juillet	2,88	2,81		
Aout	2,87	2,74		
Septembre	2,86	2,75		
Octobre	2,84	2,76		
Novembre	2,85	2,75		
Décembre	2,84	2,72		
Taux annuel moyen	2,93	2,81		



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

Pétrole Brut (1)	A fin mars 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	182,3	66,57
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	149,8	55,17

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

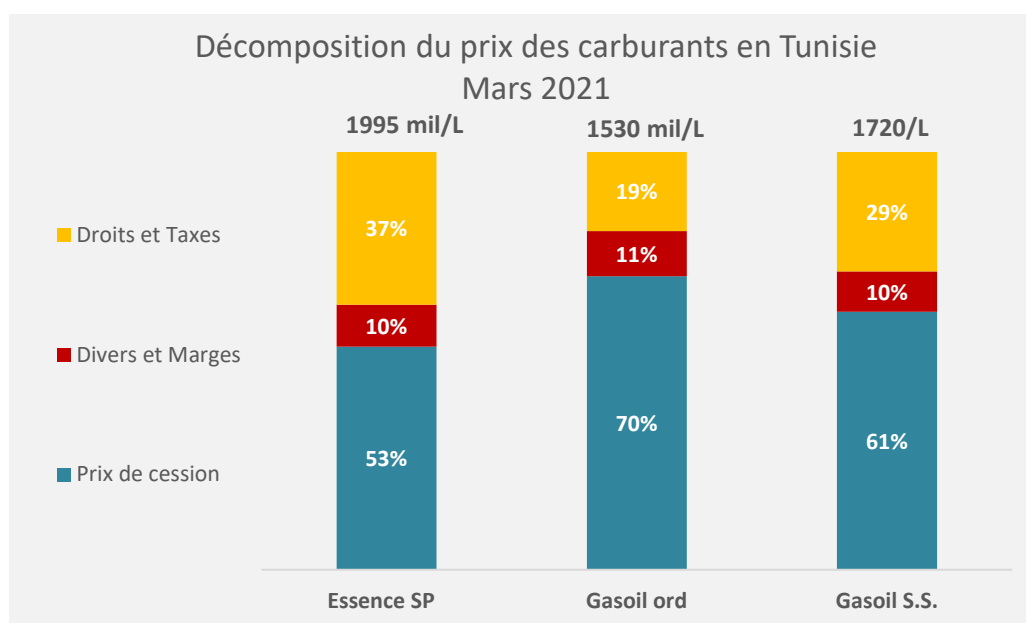
PRODUITS PETROLIERS	A fin mars 2021					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1239	1067	731	197	1995
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1145	1076	293	162	1530
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1184	1063	495	162	1720
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	942	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1670	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	21,71	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 aux publics à partir du 11/03/2021

(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 2020	Fin mars 2021
Prix d'importation Gaz Algérien	626	498
	Année 2019	Année 2020 ⁽¹⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	600,2	616,0
Côut de revient moyen	1017,1	728,3
Resultat unitaire ⁽²⁾	-416,9	-112,3

(1) Provisoire

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

6- Electricité

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

(1) Provisoire

(2) Différentiel entre le prix de vente et le cout 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 2020	A fin mars		Var (%)
	2020	2020	2021	
El borma	183	57,1	57,5	0,7%
Ashtart	209	46,6	57,6	23%
Hasdrubal	131	36,0	27,7	-23%
Adam	87	28,8	32,2	12%
M.L.D	75	23,8	23,5	-1%
El Hajeb/Guebiba	99	23,3	32,6	40%
Cherouq	61	22,2	20,2	-9%
Miskar	70	18,6	17,3	-7%
Cercina	72	19,6	17,5	-10%
Barka	90	19,5	24,4	25%
Franig/Bag/Tarfa	58	15,0	12,3	-18%
Ouedzar	46	13,6	13,8	1%
Gherib	47	12,3	2,4	-81%
Nawara	28	0	20,7	-
Halk el Manzel	0	0	64,7	
Autres	264	80	67	-17%
TOTAL pétrole (kt)	1 520	417	491	18%
TOTAL pétrole (ktep)	1 556	427	502	17%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 540	423	495	17%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 577	433	506	17%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	136	33,4	41,6	25%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	37	46	25%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 676	456	537	18%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 726	470	552	18%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **491 kt** à fin mars **2021** enregistrant ainsi une hausse de **18%** par rapport à fin mars **2020**. L'apport de Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en janvier **2021** et de Nawara a compensé la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Gherib (-80%), Hasdrubal (-23%), Franig /bag//Tarfa (-18), Cherouq (-9%) et Cercina (-10%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ashtart (+23%), El Hajeb/Guebiba (+40%), Barka (+25%) et Adam (+12%).

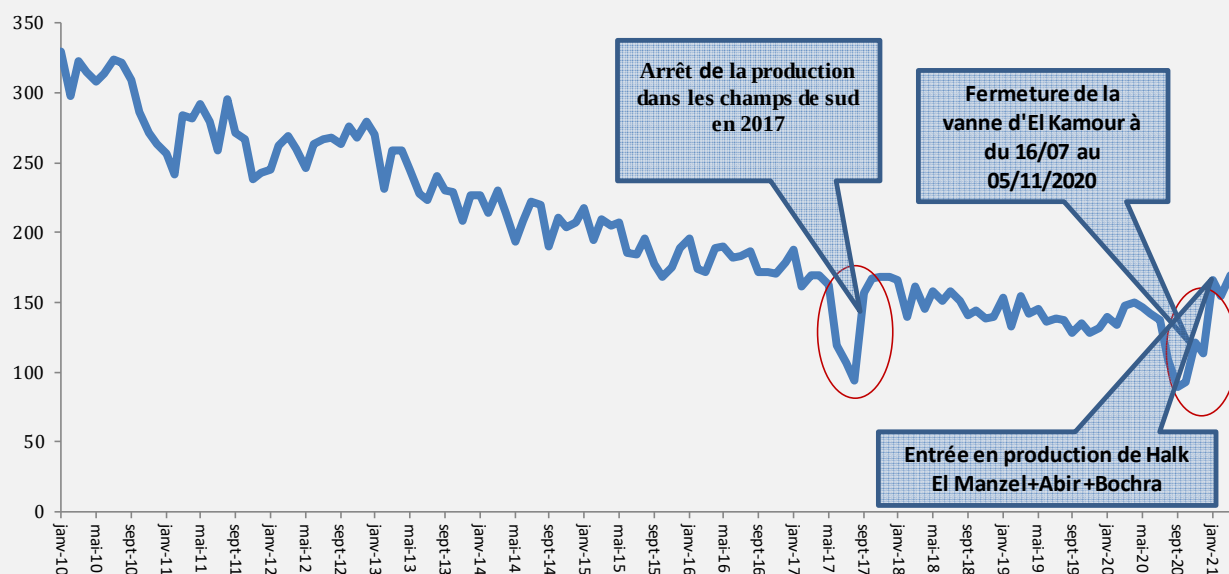
Il convient de noter :

- **Concession Ghrib:** Reprise de la production le 28-03-2021 après un arrêt total de la production depuis le 15/01/2021 suite à l'invasion des manifestants à l'intérieur du site.
- **Concession Nawara:** Reprise de la production le 02-03-2021 après une maintenance planifiée qui a duré 01 jour.
- **Concession Abir:** Entrée en Production le 16-02-2021.
- **Concession Bochra:** Mise en production le 17-02-2021.
- **Concession Halk El Menzel :** Mise en production le 07-01-2021
- **Concession Djbel Grouz :** Fin des activités de maintenance et reprise de la production le 31-01-2021.
- **Concessions Douleb/Semama/Tamesmida:** Arrêt total de la production suite à l'envahissement du site de la production par des manifestants à partir du 11/12/2020. Reprise progressive de la production le 15-02-2021, après avoir exclu les manifestants du site.
- **Concession Hasdrubal:** Ouverture du "Puit A1" le 23/03/21. Le puits a été fermé depuis 12/02/2021.

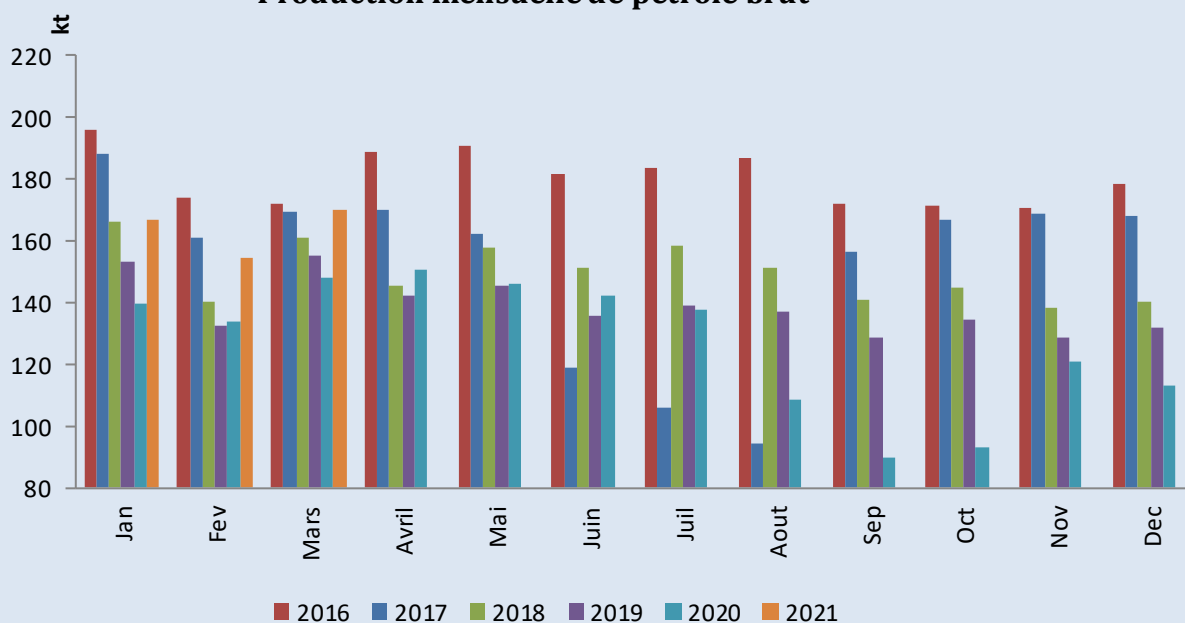
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.8** mille barils/j à fin mars **2020** à **42** mille barils/j à fin mars **2021**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2021**.

Production mensuelle de pétrole brut (kt)



Production mensuelle de pétrole brut



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	A fin mars				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	1 055	483	789	63%	-3%
Production nationale	1 646	697	386	523	35%	-3%
Miskar	522	367	138	127	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	250	78	72	73	1%	-1%
Gaz Chergui	164	59	40	43	8%	-3%
Hasdrubal	353	115	101	71	-30%	-4%
Maamoura et Baraka	51	3	7	20	173%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	121	75	27	27	2%	-9%
Nawara ⁽⁴⁾	185	0	1	162	14798%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	530	358	97	266	174%	-3%
Achats	2 793	142	715	483	-32%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	1173	537	877	63%	-3%
Production nationale	1 623	774	429	581	35%	-3%
Miskar	580	408	153	141	-8%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	278	87	80	81	1%	-1%
Gaz Chergui	183	66	44	48	8%	-3%
Hasdrubal	392	128	112	78	-30%	-4%
Maamoura et Baraka	56	3	8	22	173%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	135	83	30	30	2%	-9%
Nawara ⁽⁴⁾	206	0	1	180	14798%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	589	398	108	296	174%	-3%
Achats	3 104	158	795	537	-32%	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

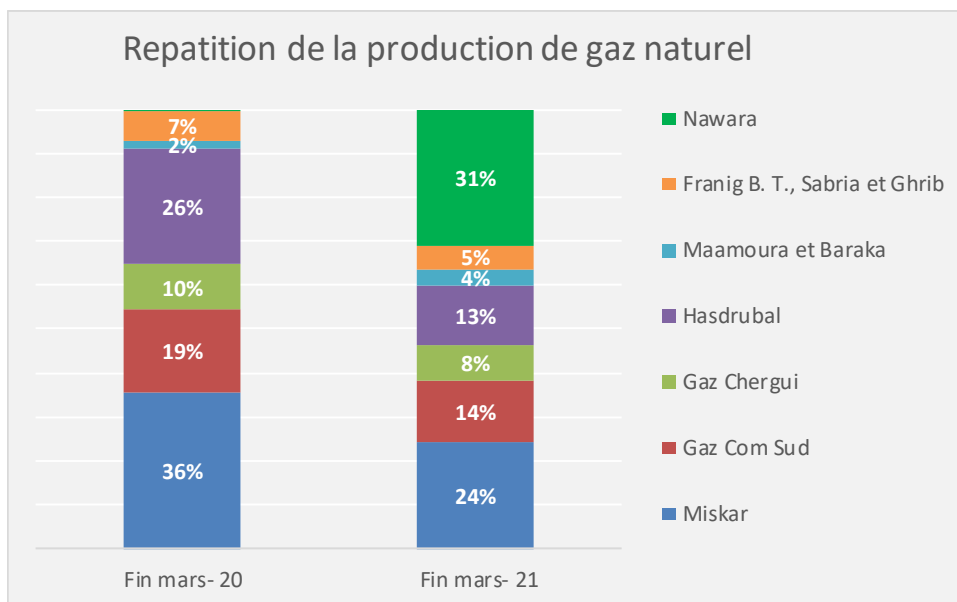
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **789 ktep**, en mars **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **63%** par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara qui a pu compenser la baisse de la production dans les autres champs et l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de plus de **170%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **35%**.

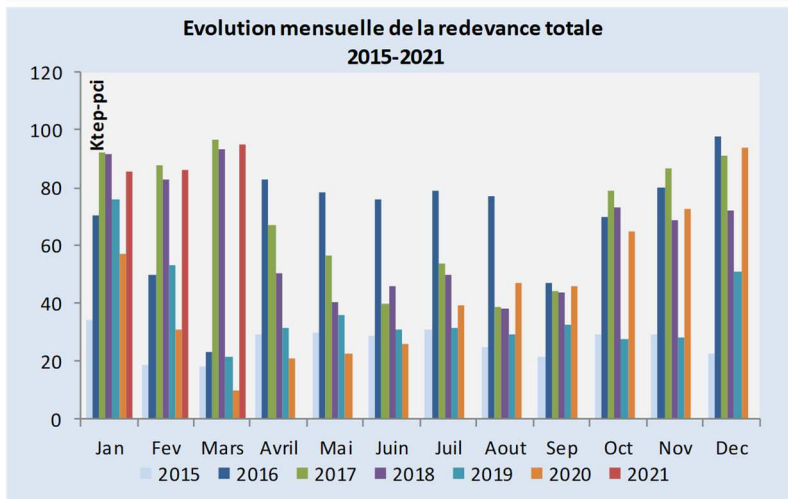
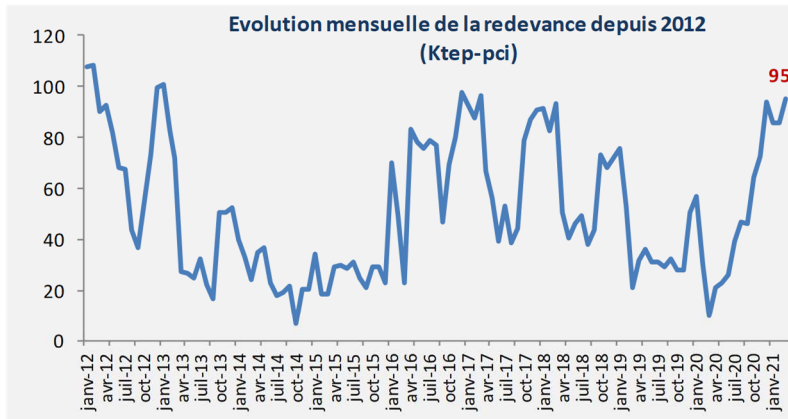
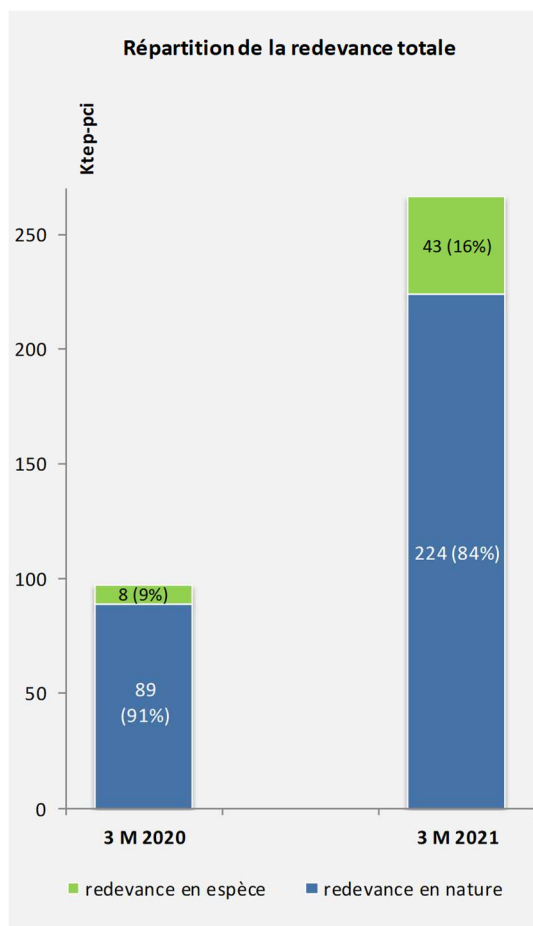
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à 2 MM m³/j en moyenne durant le premier trimestre de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin mars **2021**, elle a couvert **13%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **25%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **17%**.



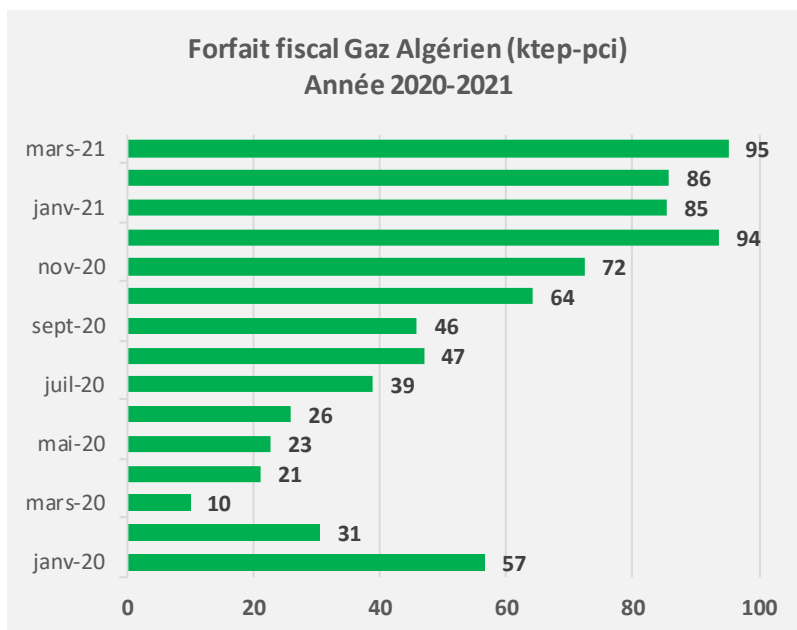
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **30%**. Reprise du "Puit A1" le 23/03/21
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **8%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **1%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **173%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**174%**) à fin mars **2021** par rapport à fin mars **2020**.

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 (**94%**).



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 a continué jusqu'au mois de mars **2021**.

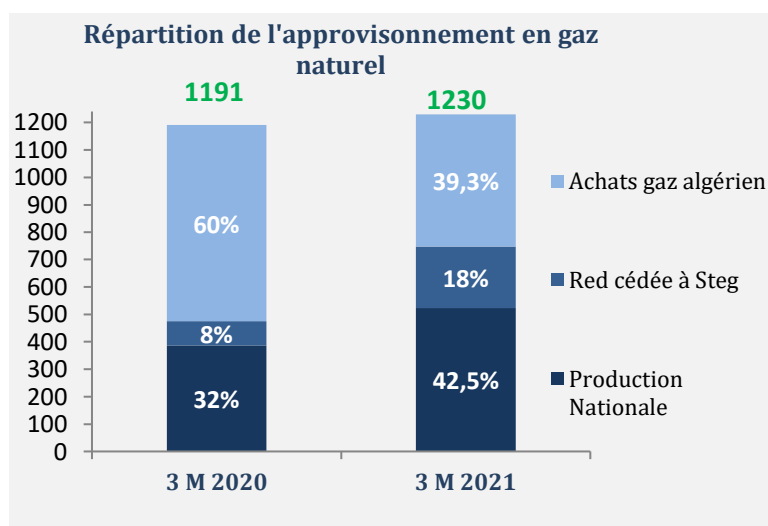
Les importations du gaz naturel :



Les achats du gaz algérien ont baissé de **32%**, entre fin mars **2020** et fin mars **2021**, pour se situer à **483 ktep** et ceci grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le passage du gaz algérien, d'une part, ainsi que la baisse de la demande de l'autre part.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **4%** entre fin mars **2020** et fin mars **2021** pour se situer à **1238 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Hausse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **32%** à **43%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **8%** à **18%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **60%** à **39%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	2020 (a)	A fin mars 2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	6	7	25%	
Essence Sans Pb	0	32	-	
Petrole Lampant	10	10	-6%	
Gasoil ordinaire	133	166	25%	
Fuel oil BTS	127	128	1%	
Virgin Naphta	82	52	-37%	
White Spirit	2	2	-	
Total production STIR	360	397	10%	
Taux couverture STIR (3)	34%	36%	6%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	14%	19%	38%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	91	90	-1%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	80	-	Raffinerie en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021

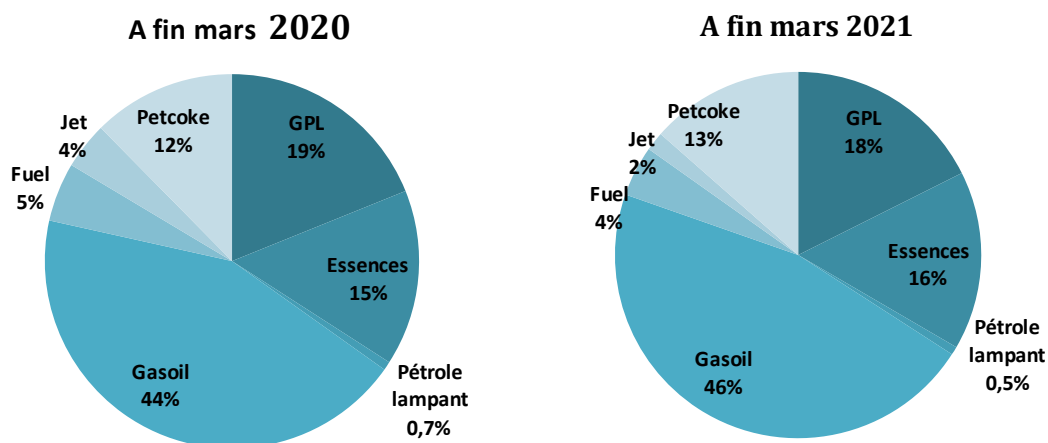
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin mars				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	660	146,8	202	196	-3%	3%
Essences	732	111,8	163	176	8%	4%
Essence Super	0	0,5	0	0	-	-
Essence Sans Pb	719	111,3	159	173	9%	4%
Essence premium	13	0,0	4	3	-31%	-
Pétrole lampant	18,4	22,1	8	8	2%	-9%
Gasoil	1957	446,2	467	514	10%	1%
Gasoil ordinaire	1618	423,8	384	423	10%	0%
Gasoil SS	333	22,4	81	90	11%	14%
Gasoil premium	6	0,0	2	1	-24%	-
Fuel	229	83,7	54	49	-9%	-5%
STEG & STIR	26	5,3	9	8	-18%	4%
Hors (STEG & STIR)	203	78,4	45	42	-7%	-6%
Fuel gaz(STIR)	7	1,9	0	3	-	4%
Jet	104	36,0	43	19	-57%	-6%
Coke de pétrole	516	69,2	132	150	14%	7%
Total	4224	918	1069	1115	4%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4191	911	1060	1104	4%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre le premier trimestre de **2020** et le premier trimestre de **2021**, une hausse de **4%** pour se situer à **1115 ktep**. Cette hausse est due principalement aux mesures de déconfinement prises par le gouvernement et le redémarrage des activités économiques notamment les activités de transport entre les régions. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **8%** et du gasoil de **10%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin mars **2020** et fin mars **2021** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **4%** à **2%**.

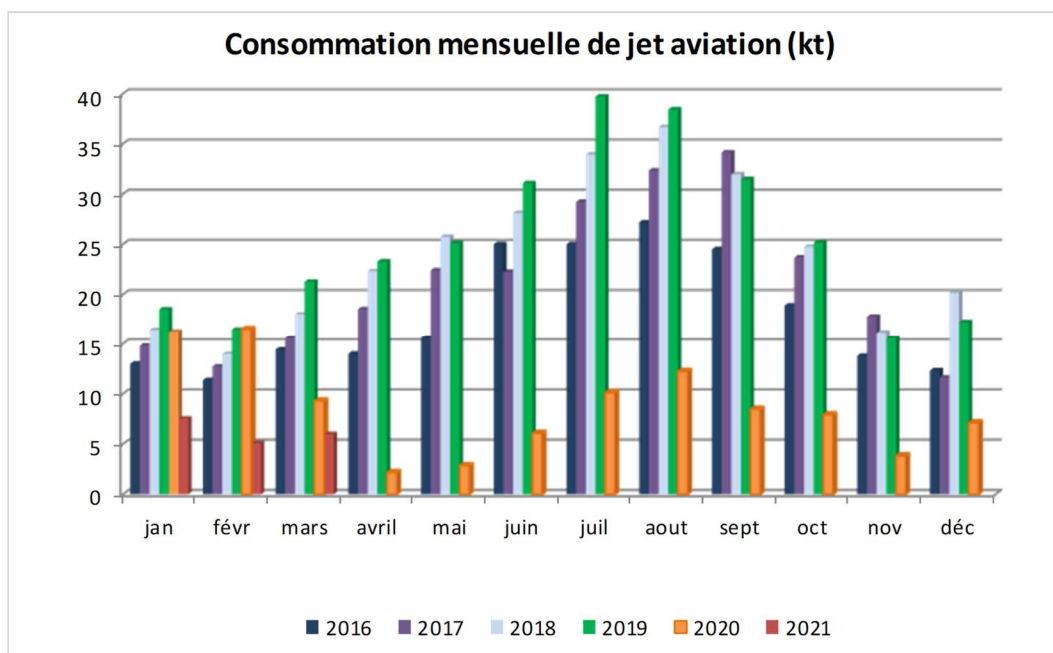


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin mars **2021**, de **10%** par rapport à fin mars **2020**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **3%** entre fin mars **2021** et fin mars **2020**.

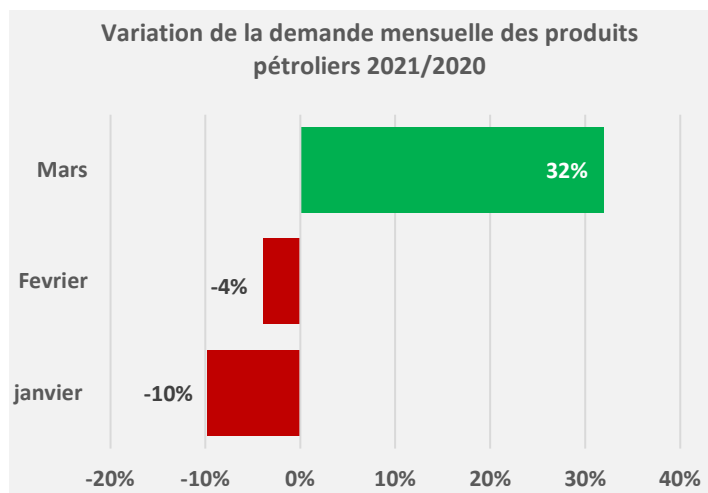
La consommation de coke de pétrole a augmenté entre le premier trimestre de **2020** et le premier trimestre de **2021** de **14%** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **57%** à fin mars **2021** par rapport à la même période de l'année précédente à cause du ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.

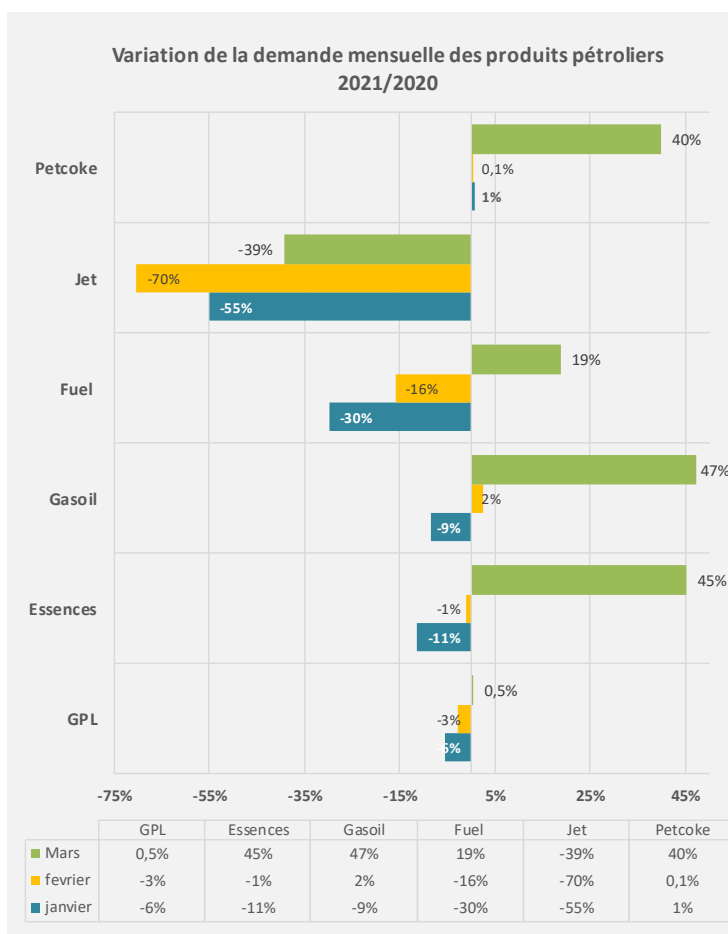


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse de 10% courant le mois de janvier 2021 et de 4% courant le mois de février 2021. Par contre, courant le mois de mars **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse

importante de **31%** sachant qu'on mars 2020, un confinement général a été entamé le 22 du mois engendrant une chute brutale de la consommation de l'énergie.



Courant le mois du janvier **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution négative à l'instar des essences : **-11%**, le gasoil : **-9%**, le GPL : **-6%**, le Jet : **-55%** à cause des mesures prises par le gouvernement lors de la 2^{ème} vague de la pandémie. Cette baisse s'est poursuivie en février 2021 mais à un degré moindre. Par contre, courant le mois du mars **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution positive sauf le jet : **-39%** qui continu a subi les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

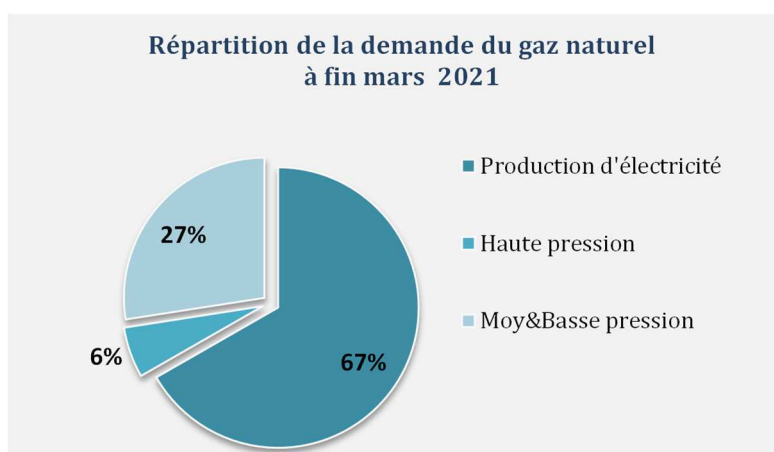
	Réalisé 2020	A fin mars				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 844	1 026	1 185	1 224	3%	2%
Production d'électricité	3 680	694	815	817	0,2%	1%
Hors prod élec	1 164	332	369	408	10%	2%
Haute pression	233	96	67	71	6%	-3%
Moy&Basse pression	931	236	302	336	11%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 382	1 140	1 316	1 360	3%	2%
Production d'électricité	4 089	771	906	907	0,2%	1%
Hors prod élec	1 293	369	410	453	10%	2%
Haute pression	259	107	75	79	6,1%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	262	336	374	11%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une augmentation de **3%** entre fin mars **2020** et fin mars **2021** pour se situer à **1224 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère augmentation de **0.2%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **10%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**67%** de la demande totale en mars **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **96%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de

gaz naturel a connu une augmentation de **10%** pour se situer à **408 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **11%** et celle des clients haute pression a augmenté de **6%** durant le premier trimestre de **2021** par rapport à celui de **2020**.

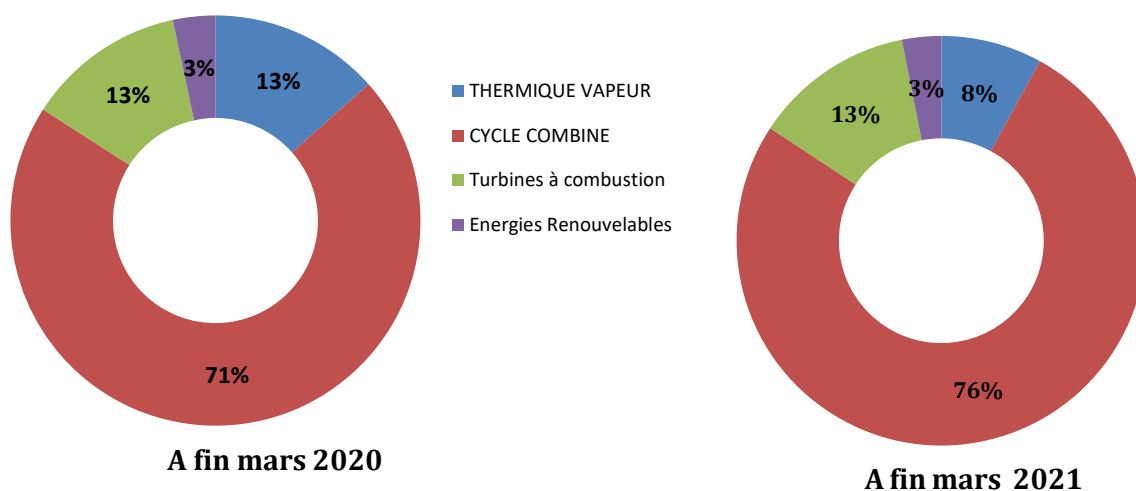


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **2.5%** entre fin mars **2020** et fin mars **2021** pour se situer à **202.5** tep/GWh.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une augmentation de **3%** durant le premier trimestre de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une quasi-stabilité.

En effet, nous avons noté une augmentation à **76%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin mars **2021** contre **71%** en à fin mars **2020**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Mars		A fin mars	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	1	0	1
Nb total des permis	24	25	23	25	23
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages dévelop.	4	1	0	2	0
Nb de découvertes	3	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars **2021**, est de **23** dont **15** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **81 767 km²**. Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de signaler :

- L'arrivée à échéance du permis de recherche « **Amilcar** » en février 2021.

Exploration

Acquisition sismique à fin mars 2021

- Pas de nouvelle opération d'acquisition en **2021**.

Forage d'exploration à fin mars 2021

- Pas de nouvelle opération de forage des puits d'exploration en **2021**.
- Opérations de test en cours sur le puits « Ash 49 » sur la concession Ashtart depuis le 28 Mars 2021, le dit puits a été foré en 1992.

Développement

Forage de développement en 2021 :

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en **2021**.

Poursuite de forage de trois puits de développement entamé en 2018 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	HEM 07H	Halk El Manzel	16/06/2018	1055	Fin des opérations de forage. Mise en production le 07/01/2021.
02	HEM 06H	Halk El Manzel	23/06/2018	1431	Forage en cours.
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	997	-----

- Activité de forage suspendue pour les 3 puits « HEM 07H », « HEM 06H » et « HEM 05H » sur la concession Halk El Menzel (entamés en **2018**). A signaler que la loi portant approbation de la convention et ses annexes relative à la concession d'exploitation de Halk el Menzel a été publiée au JORT le **14 août 2019**. **Reprise des opérations de forages**, le **6 octobre 2020**, pour la mise en production début janvier **2021**.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

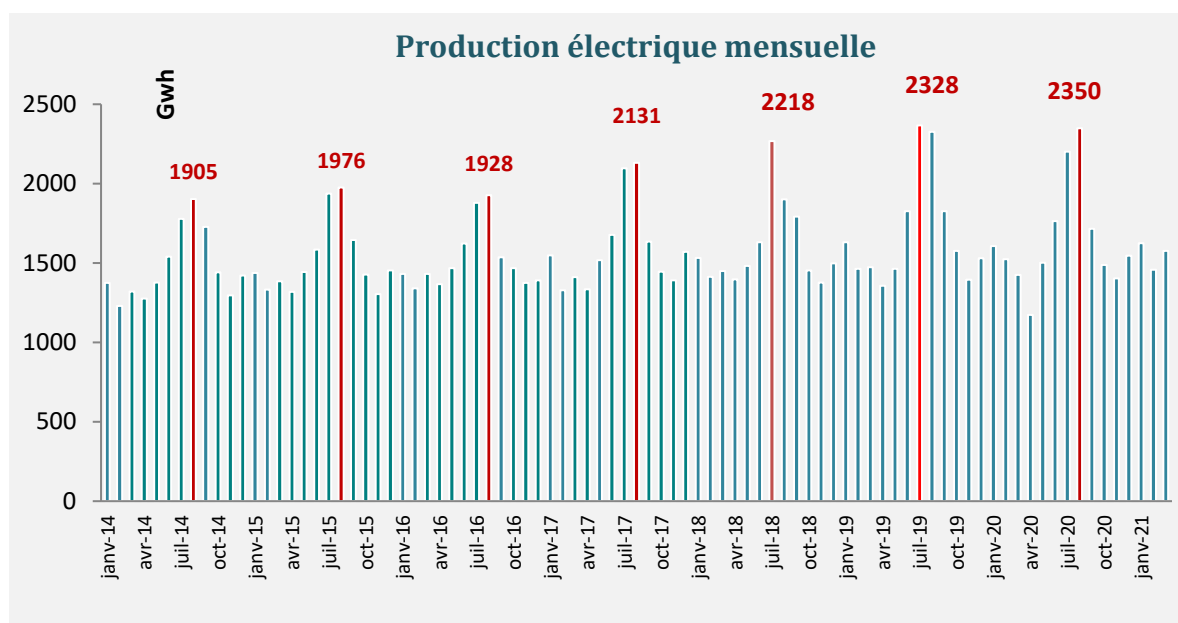
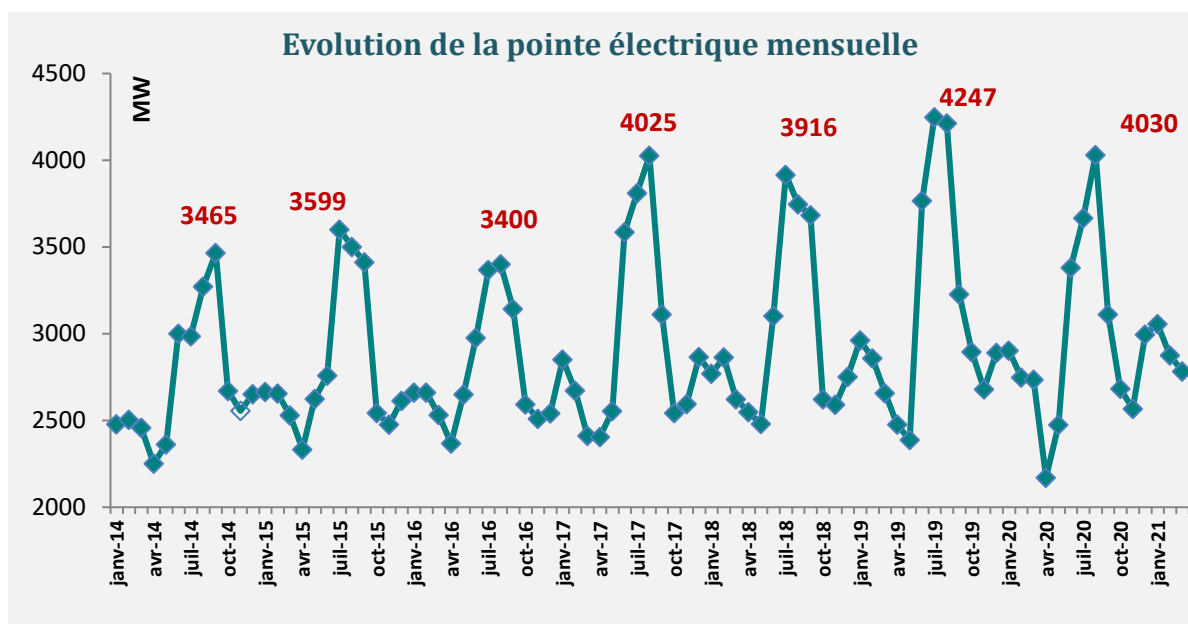
	Réalisé 2020	A fin mars			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
STEG	16163	2 521	3 665	3792	3%	4%
FUEL + GASOIL	20	2	9	0,06	-99%	-25%
GAZ NATUREL	15631	2468	3504	3649	4%	4%
HYDRAULIQUE	46	8	8	6	-28%	-3%
EOLIENNE	465	43,2	144	137	-5%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,08	0,6	663%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	788	851	824	-3%	0%
ACHAT TIERS	137	21	45	45	-2%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19715	3 330	4 561	4 661	2%	3%
Production pour marché local	19116	3 329	4 461	4 627	3,7%	3%

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

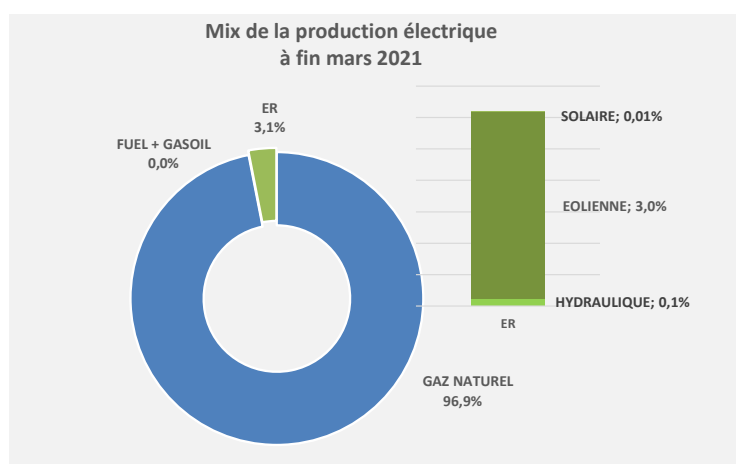
La production totale d'électricité a enregistré, à fin mars **2021**, une augmentation de **2%** pour se situer à **4661GWh** (hors autoproduction consommée) contre **4561 GWh** à fin mars **2020**. Par contre, la production destinée au marché locale a enregistré une évolution de 4%.

La pointe a enregistré une augmentation de **5%** pour se situer à **3056 MW** à fin mars **2021** contre **2902 MW** à fin mars **2020**.

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 **81%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une quasi stabilité. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3.1%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin mars 2021.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

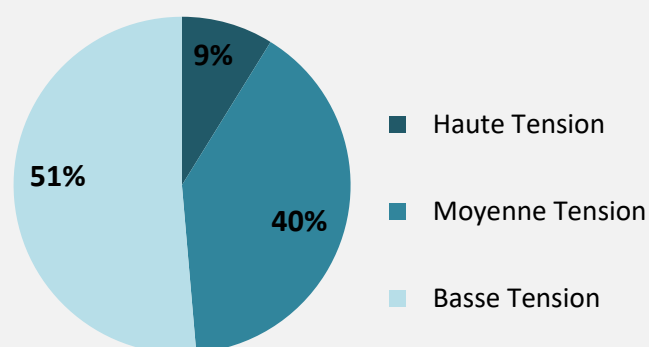
	Réalisé 2020	A fin mars			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
VENTES**						
Haute tension	1178	300	293	340	16%	1%
Moyenne tension	6356	1327	1508	1522	1%	1%
Basse tension	7819	1359	1983	1963	-1%	3%
TOTAL VENTES *	15353	2 986	3 784	3 825	1%	2%

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

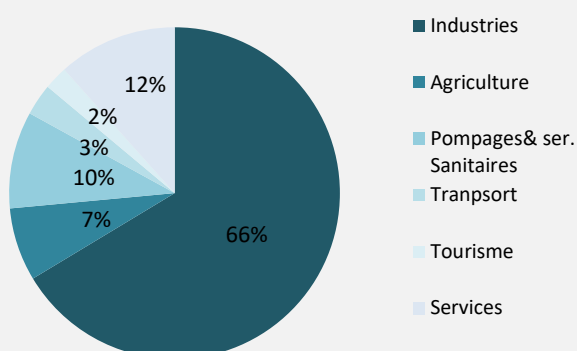
Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **1%** entre le premier trimestre de **2020** et le premier trimestre de **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **16%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une légère augmentation de **1%**.

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
1^{er} trimestre de 2021



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin mars 2021



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **66%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin mars **2021**.

2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin mars 2021

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offre 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 et envoyés pour validation par la commission supérieure de la production privée d'électricité. Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation ARP et entrée en Vigueur prévue au cours du 1^{er} semestre 2021
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projet (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 + un projet de 10 MW en cours de mise en service
		2 ^{ème} appel à projet (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 projet (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 projet (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au le 25 mars 2021(report). Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	98 MW environ installés
		MT/HT	230 autorisations octroyées pour une puissance totale de 43MW.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99%. Mise en production prévue en mai 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 85%. Mise en production prévue en juin 2021

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offre 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'offre de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projet (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.