

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, avril 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



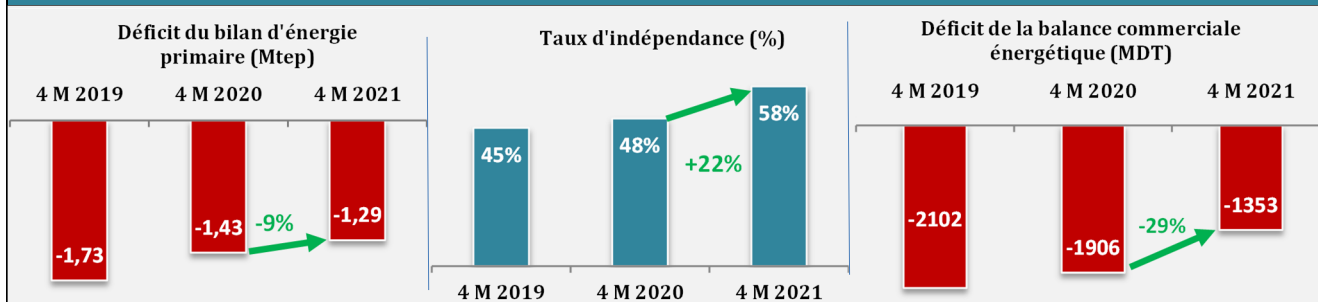
Date de la publication : 8 juin 2021

Mise à jour : 10 juin 2021

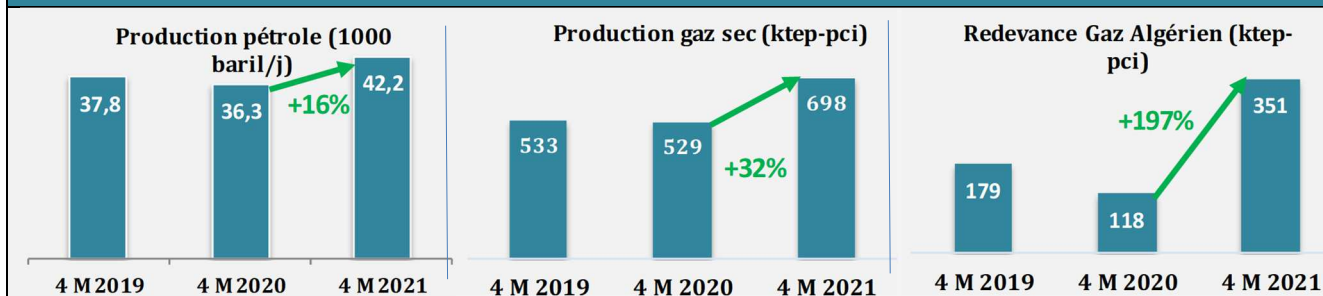
2^{ème} mise à jour : 10 juillet 2021

Faits marquants des quatre premiers mois de 2021

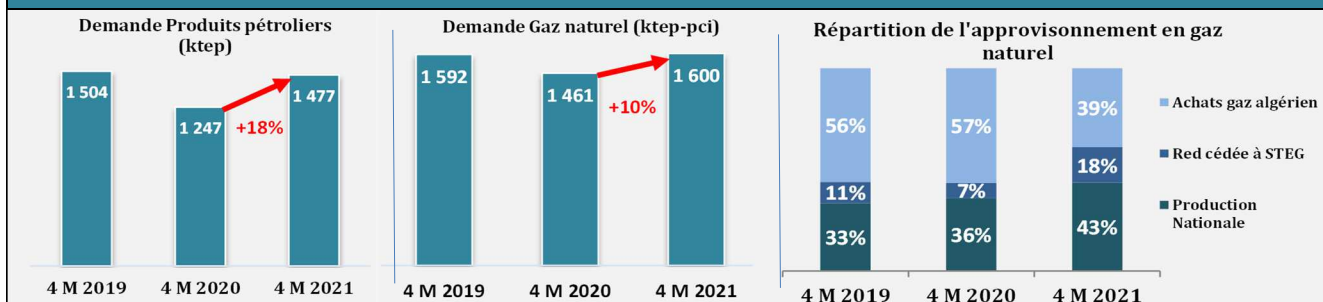
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



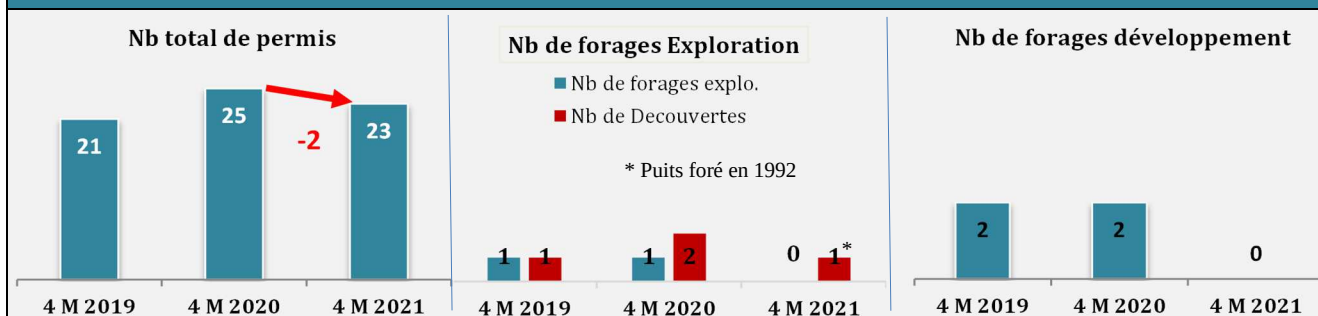
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



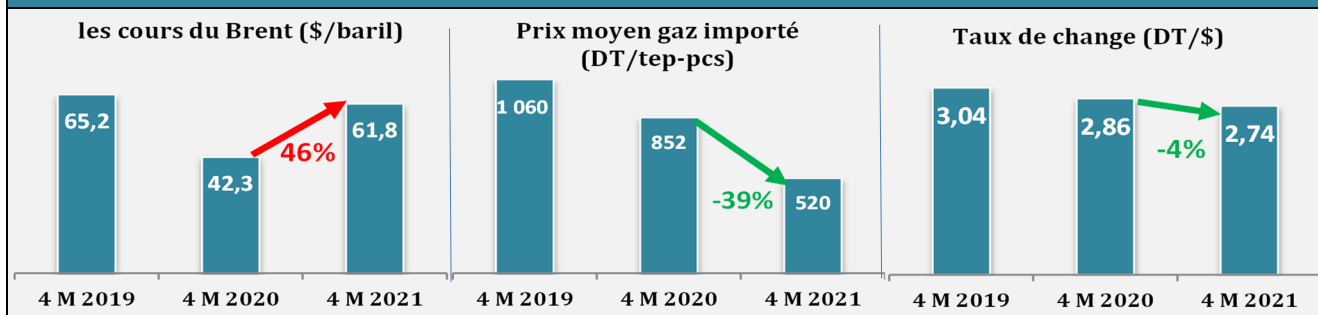
Demande des hydrocarbures



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	A fin avril				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3956	2744	1298	1803	39%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	1306	584	676	16%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	47,6	51	62	22%	2%
Gaz naturel	2176	1385	647	1049	62%	-2%
Production	1646	935	529	698	32%	-3%
Redevance	530	450	118	351	197%	-2%
Elec primaire	44	6	16	16	2%	10%
DEMANDE	9107	2591	2723	3093	14%	2%
Produits pétroliers	4219	1238	1247	1477	18%	2%
Gaz naturel	4844	1348	1461	1600	10%	2%
Elec primaire	44	6	16	16	2%	10%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5150	153	-1426	-1290		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5680	-297	-1544	-1641		

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

Revision de la demande d'énergie primaire pour l'année 2019 suite à la reception des données de la consommation de petcoke partiellement estimée initialement

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

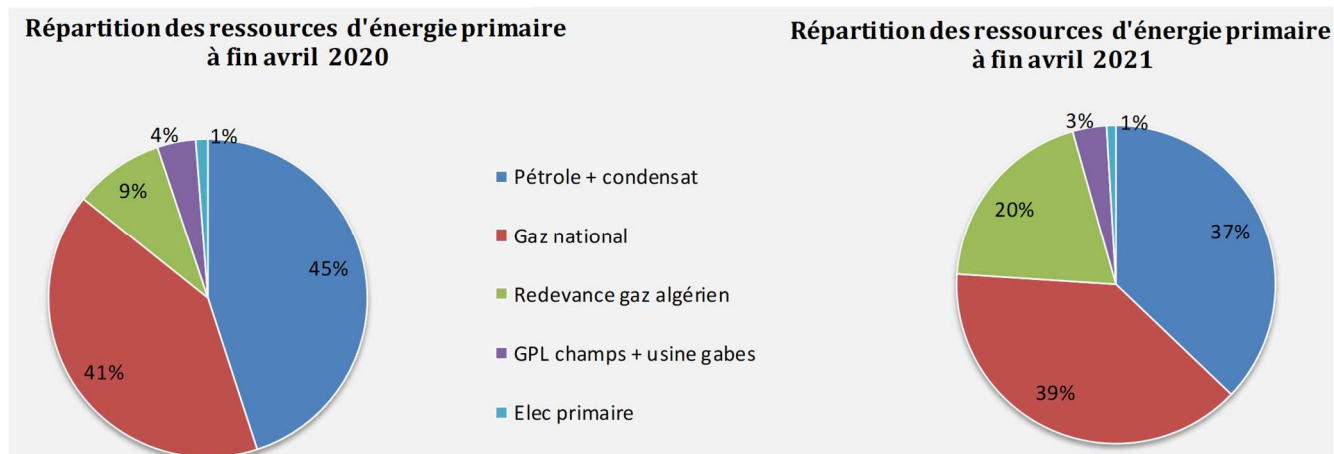
(2) GPL champs hors Franig/Baguel/terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

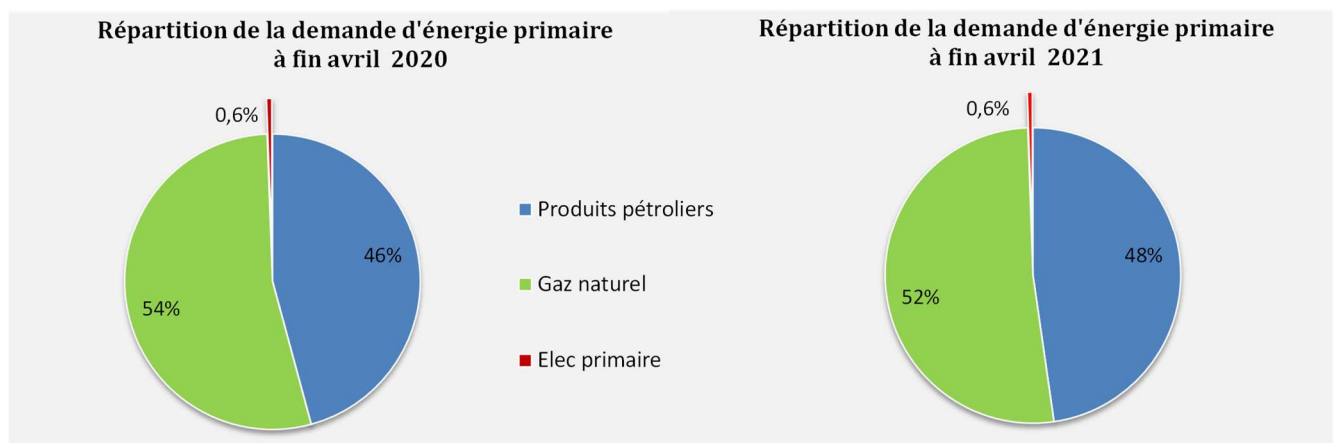
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.8 Mtep** à fin avril **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **39%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage du gaz algérien qui a enregistré une hausse de plus de **197%** durant les quatre premiers mois de **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

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 plus que 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 **14%** entre les quatre premiers mois de **2020** et les quatre premiers mois de **2021** pour passer de **2.7 Mtep** à **3.1 Mtep** : la demande de gaz naturel a augmenté de **10%** et celle des produits pétroliers de **18%**. Rappelons que courant le mois d'avril 2020, le pays a été en confinement général.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **46%** à fin avril **2020** à **48%** à fin avril **2021**. Le gaz naturel qui représente **54%** à fin avril **2020**, a enregistré une légère baisse à **52%** à fin avril **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin avril **2021**, **un déficit de 1.3 Mtep** contre un déficit enregistré à fin avril **2020** de **1.4 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 les quatre premiers mois de **2021** contre **48%** courant les quatre premiers mois de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **47%** contre **43%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **9%** à fin avril **2021** par rapport à fin avril **2020**, cette baisse est due à l'amélioration des ressources d'énergie primaire.



Echanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin avril			A fin avril			A fin avril		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				638	797	25%	491	960	96%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	366	473	29%	373,7	482	29%	248	597	141%
ETAP	305,5	150,8	-51%	311,6	154	-51%	229,1	178,6	-22%
PARTENAIRES	60,6	322,0	431%	62,1	328	429%	18,9	418,1	2113%
GPL Champs	11,9	19,2	61%	13,2	21,2	61%	11	26,6	139%
ETAP	6	10,3	76%	6,5	11,4	76%	5,3	14,4	174%
PARTENAIRES	6	8,9	47%	6,7	9,8	47%	5,9	12,2	107%
PRODUITS PETROLIERS	237,7	224,6	-6%	240	225	-6%	224	293	31%
Fuel oil (BTS)	141,5	163,6	16%	138,5	160,2	16%	148,7	200,1	35%
Virgin naphta	96,2	61,0	-37%	101,4	64,3	-37%	75,1	92,6	23%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				11,1	69,2	524%	8	44,3	432%
IMPORTATIONS				2386	2525	6%	2397	2314	-3%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	243,9	314,1	29%	249,2	321,0	29%	259,3	434,2	67%
PRODUITS PETROLIERS	1199,2	1255,4	5%	1187	1227	3%	1351,3	1517,6	12%
GPL	188	180	-4%	208	200	-4%	233	295	27%
Gasoiil ordinaire	354	391	10%	364	402	10%	527	536	2%
Gasoiil S.S. ⁽⁷⁾	133	124	-6%	136	128	-6%	162	177	10%
Jet ⁽⁶⁾	57	28	-51%	59	29	-51%	81	39	-52%
Essence Sans Pb	198	182	-8%	206	190	-8%	260	306	18%
Fuel oil (HTS)	40	60	50%	39	59	50%	26	59	128%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	230	290	26%	175	221	26%	63	106	67%
GAZ NATUREL				949,1	977,1	3%	786,4	362	-54%
Redevance totale ⁽²⁾				118,5	351,4	197%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				830,6	625,8	-25%	786,4	362	-54%

(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

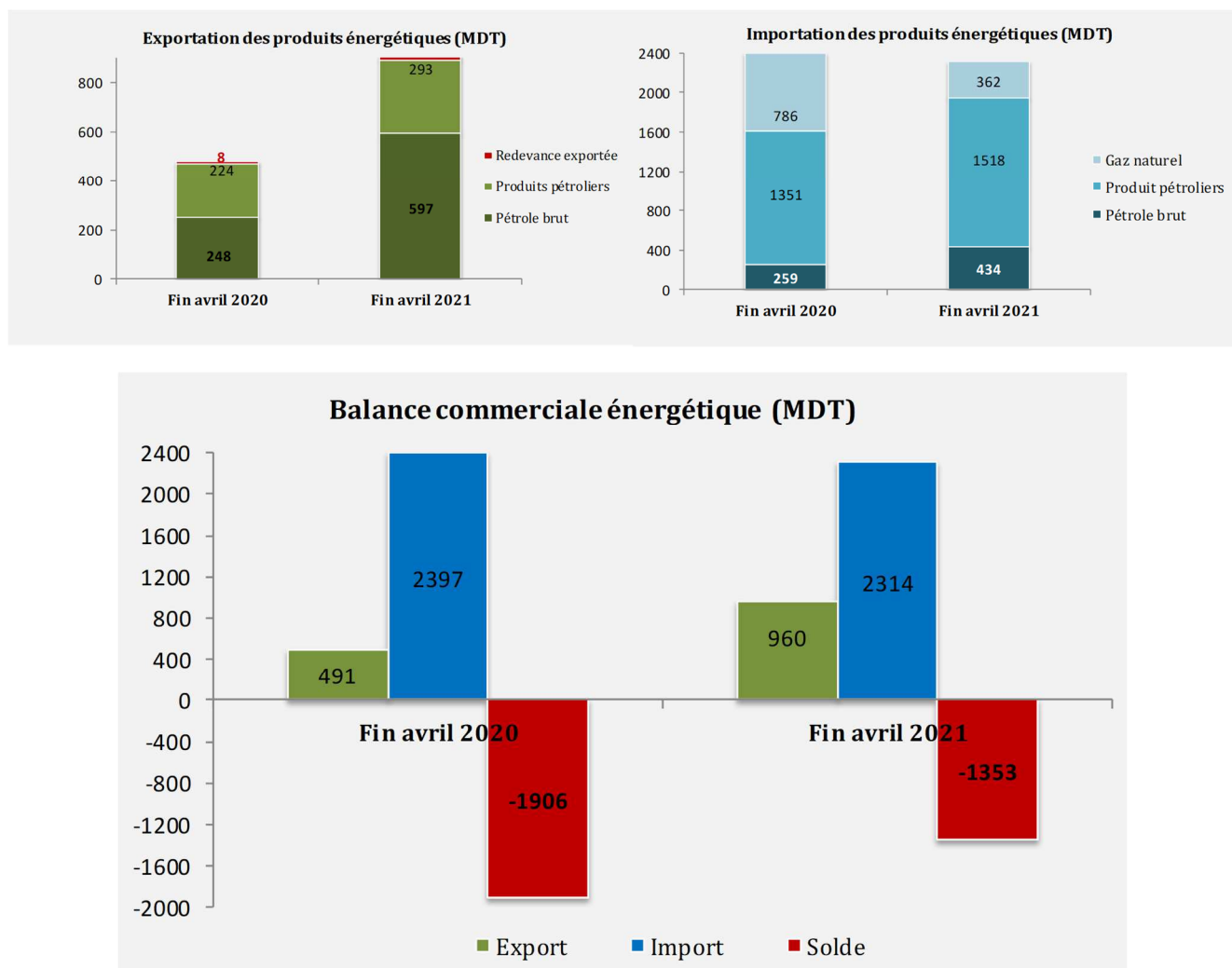
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoiil sans soufre au lieu du Gasoiil 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 **96%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **3%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1906 MDT** durant les quatre premiers mois de **2020** à

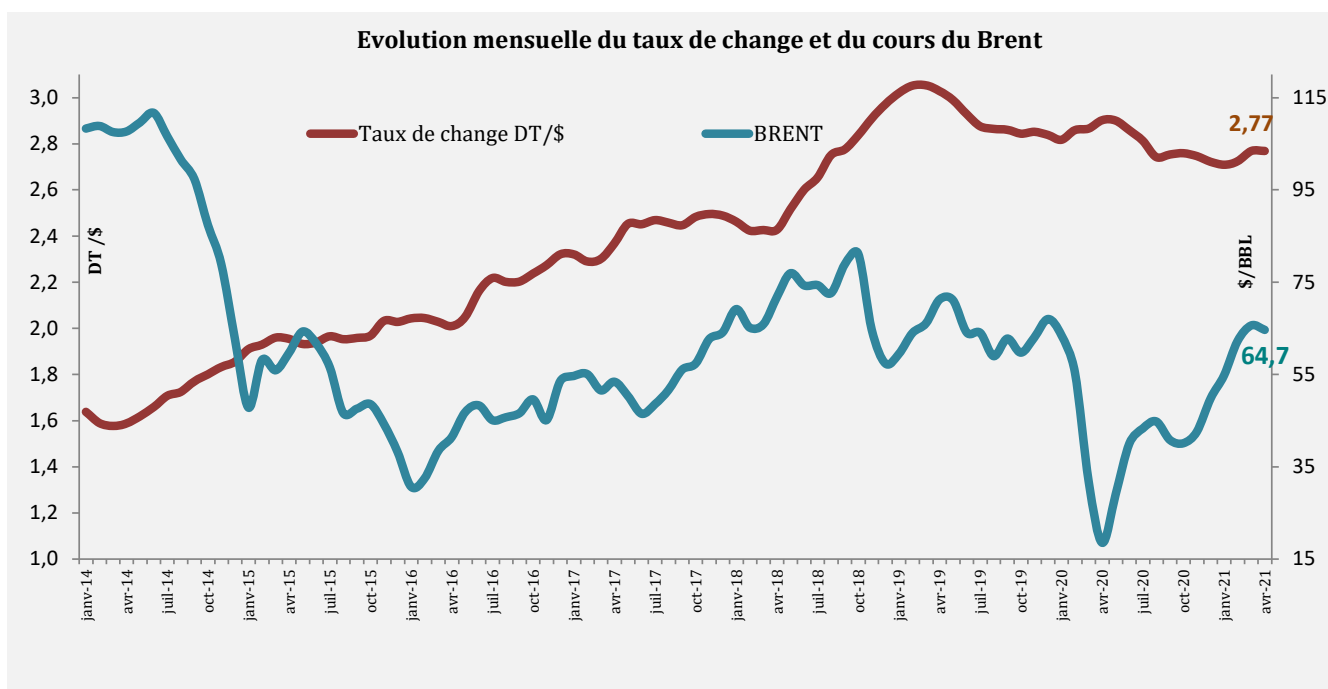
1353 MDT durant les quatre premiers mois de **2021**, soit une diminution de **29%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée).



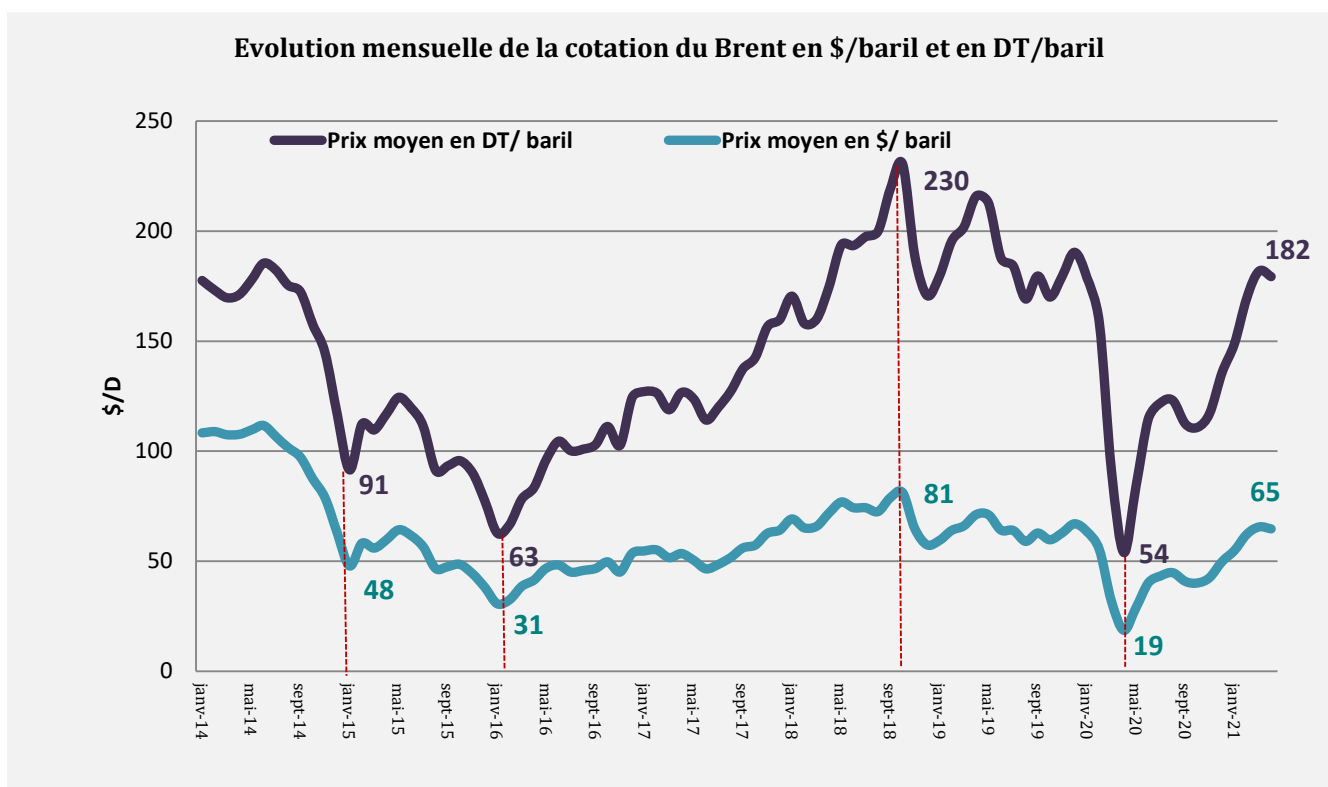
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a augmenté (-) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est améliorée de **1%** (+) à fin avril **2021** par rapport à fin avril **2020**.

En effet, à fin avril **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **19.5 \$/bbl : 61.8 \$/bbl** à fin avril **2021** contre **42.3 \$/bbl** à fin avril **2020**, la cotation mensuelle du mois d'avril a enregistré aussi une hausse de **46 \$/bbl** par rapport à avril **2020** et une diminution de **1\$/bbl** par rapport à mars **2021**.



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

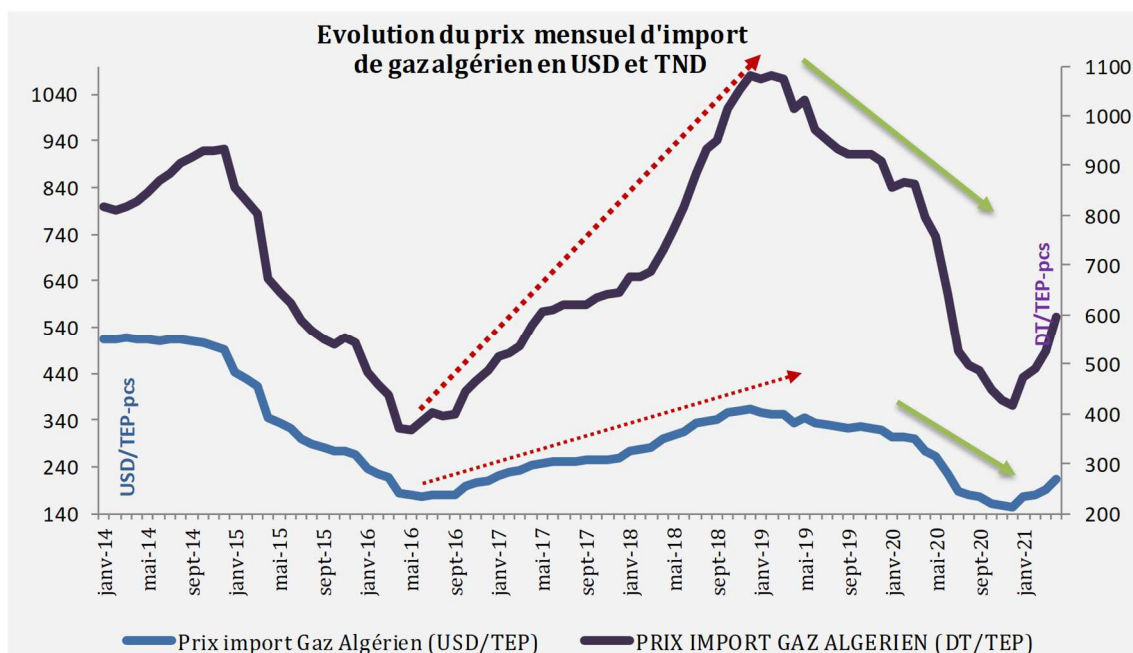


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin avril 2020 et fin avril 2021, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de 46% : 61.8 \$/bbl contre 42.3 \$/bbl.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre fin avril **2020** et fin avril **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 **39%** en DT et de **36%** en \$ entre fin avril **2020** et fin avril **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 produits : pétroles bruts, 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.

(-) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **12%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **535 kt** à fin avril **2021** (dont **82%** brut étranger) contre **419.4 kt** à fin avril **2020** (dont **59%** brut étranger).

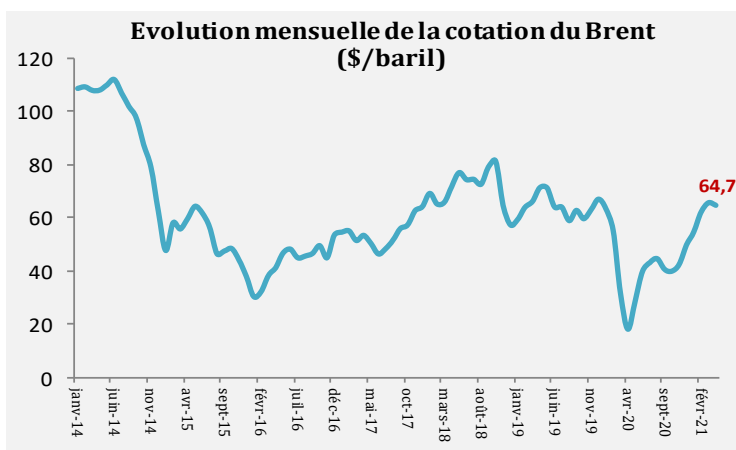
(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **25%** en quantité et **54%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien et de la baisse des prix d'importation.

(++) Une baisse des exportations des produits pétroliers de **6%** en quantité et une hausse de **31%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

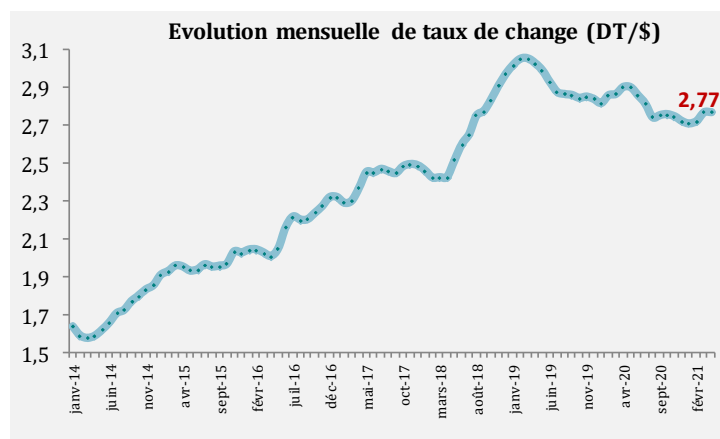
1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)				
	2019	2020	2021	21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
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
Janvier	3,02	2,82	2,71	-4%
Février	3,05	2,86	2,72	-5%
Mars	3,05	2,87	2,77	-3%
Avril	3,03	2,90	2,77	-5%
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 avril 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	184,8	67,11
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	153,2	56,13

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Prix des Produits pétroliers

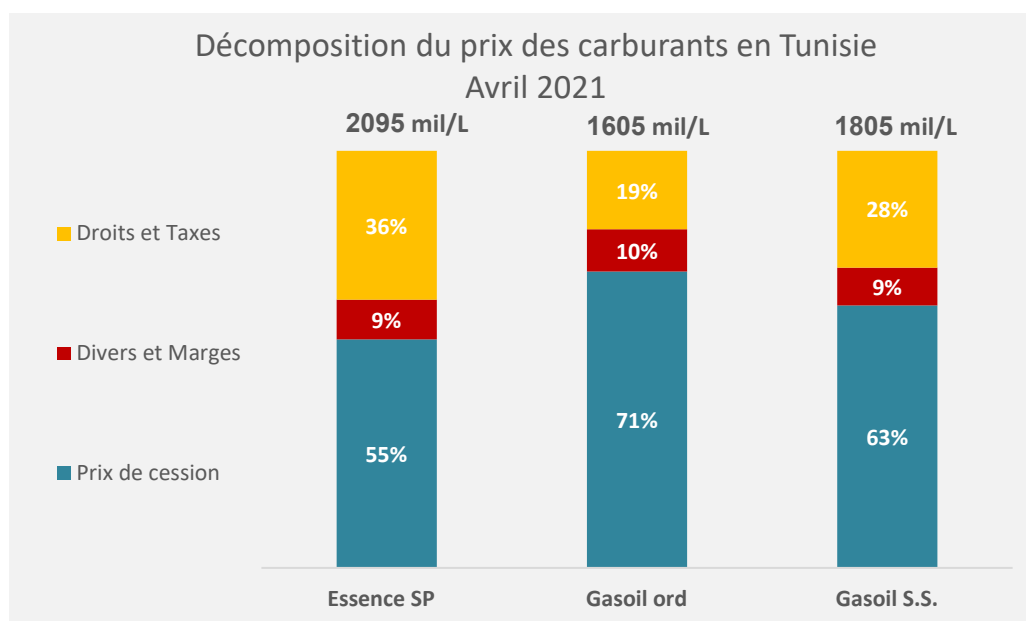
PRODUITS PETROLIERS	A fin avril 2021					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1299	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1157	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1204	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	981	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1634	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	21,24	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 public à partir du 20/04/2021

(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 avril 2021
Prix d'importation Gaz Algérien		626	520
		Année 2019	Année 2020 ⁽¹⁾
Prix de vente Global (hors taxe)		600,2	616,0
Coût 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 coût 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
Coût 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 coût de revient et qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire

II. Hydrocarbures



Production d'hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2020	A fin avril		Var (%)
	2020	2020	2021	
El borma	183	75,1	76,4	1,7%
Ashtart	209	66,3	73,7	11%
Hasdrubal	131	47,9	36,6	-24%
Adam	87	36,0	42,1	17%
M.L.D	75	32,0	31,5	-2%
El Hajeb/Guebiba	99	30,9	43,7	41%
Cherouq	61	29,5	26,8	-9%
Miskar	70	24,6	22,7	-8%
Cercina	72	26,0	23,3	-11%
Barka	100	29,6	30,4	3%
Franig/Bag/Tarfa	58	20,2	16,3	-20%
Ouedzar	46	18,7	18,4	-2%
Gherib	47	16,4	7,4	-55%
Nawara	28	3	27,3	818%
Halk el Manzel	0	0	88,3	-
Autres	265	106	90	-15%
TOTAL pétrole (kt)	1 530	563	655	16%
TOTAL pétrole (ktep)	1 566	576,5	669,1	16%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 550	570	661	16%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	1 587	584	676	16%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	136	45,7	56,4	23%
TOTAL GPL primaire (ktep)	149	50	62	23%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 686	616	718	17%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 737	634	738	16%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **655 kt** à fin avril **2021** enregistrant ainsi une hausse de **16%** par rapport à fin avril **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 : Hasdrubal (-24%), Gherib (-55%), Franig /bag./Tarfa (-20), Cherouq (-9%), Cercina (-11%) et Miskar (-8%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara, El Hajeb/Guebiba (+**41%**), Ashtart (+**11%**), Adam (+**17%**) et Barka (+**3%**).

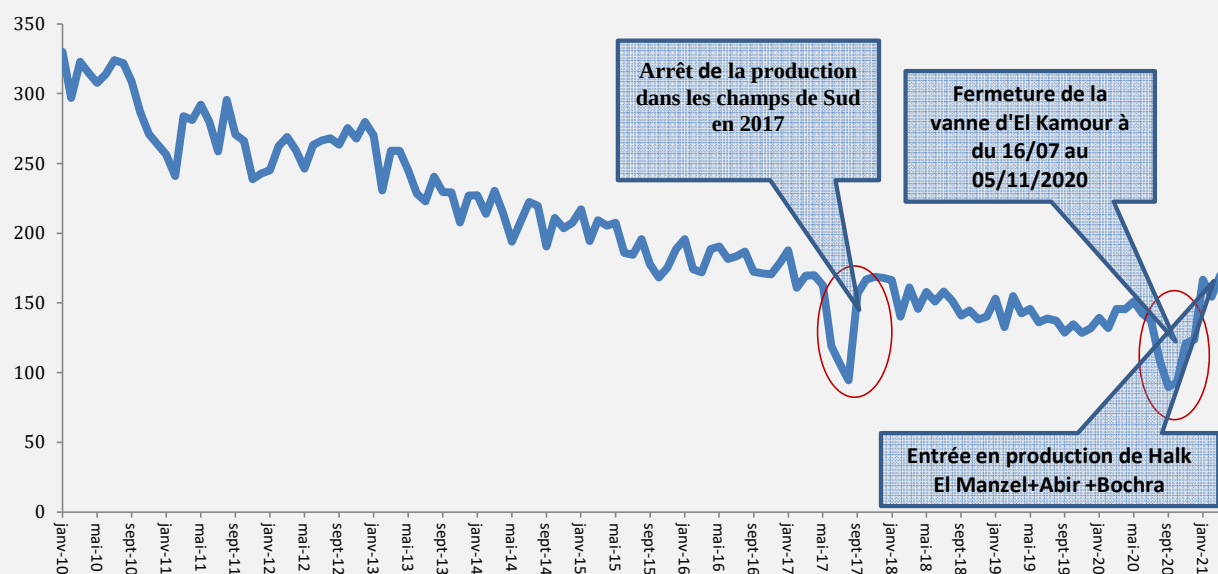
Il convient de noter :

- **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 de 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.

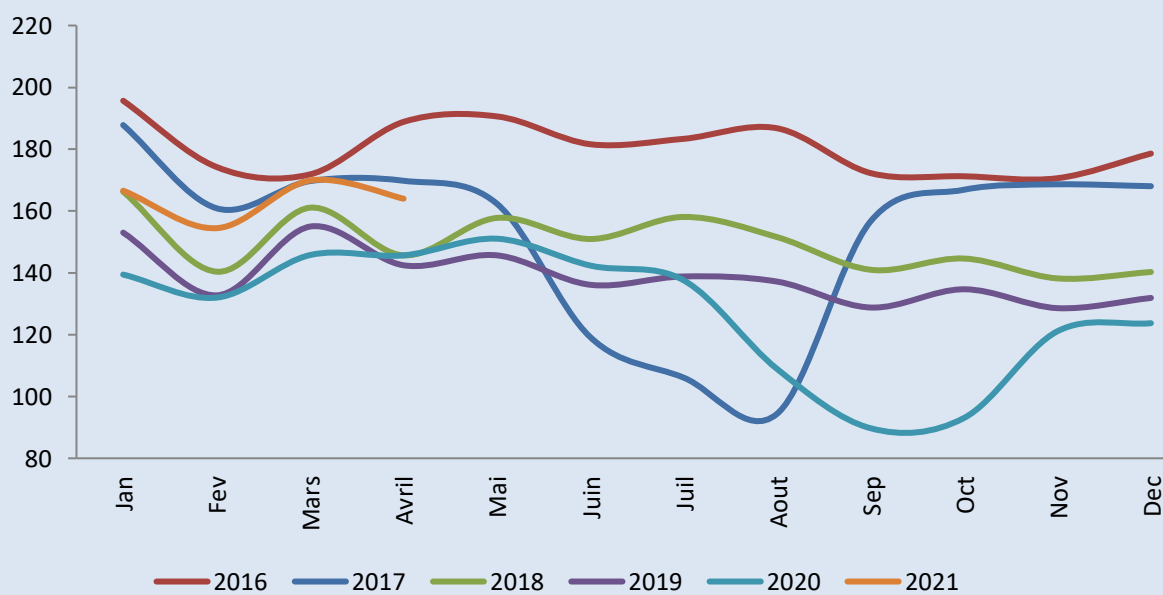
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **36.3** mille barils/j à fin avril **2020** à **42.2** mille barils/j à fin avril **2021**.

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 (kt)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	A fin avril				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 176	1 385	647	1 049	62%	-2%
Production nationale	1 646	935	529	698	32%	-3%
<i>Miskar</i>	522	482	182	169	-7%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	250	105	95	100	5%	0%
<i>Gaz Chergui</i>	164	76	53	56	5%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	353	164	134	93	-31%	-5%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	4	10	25	145%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	121	103	38	38	1%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	185	0	17	217	1166%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	530	450	118	351	197%	-2%
Achats	2 793	175	831	626	-25%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 417	1539	719	1166	62%	-2%
Production nationale	1 623	1039	587	775	32%	-3%
<i>Miskar</i>	580	536	202	188	-7%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	278	117	106	111	5%	0%
<i>Gaz Chergui</i>	183	85	59	62	5%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	392	182	149	103	-31%	-5%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	4	11	27	145%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	135	115	42	42	1%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	206	0	19	242	1166%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	589	500	132	390	197%	-2%
Achats	3 104	195	923	695	-25%	12%

(1) Gaz commercial du Sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam, ChouchEss., Cherouk, Durra et anaguid Est

(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

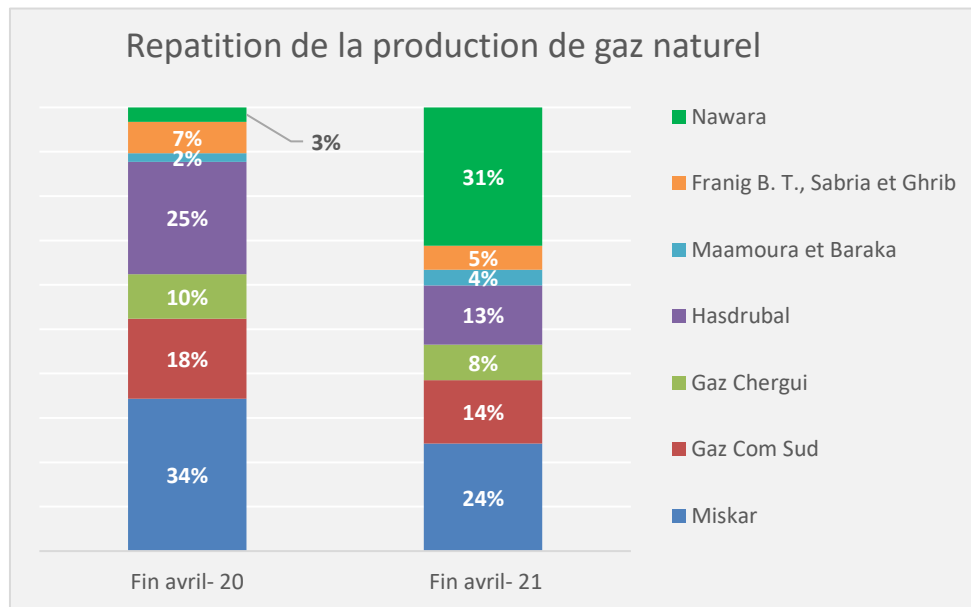
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1049 ktep** à fin avril **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **62%** 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 **190%**.
La production du gaz commercial sec a augmenté, en effet, de **32%**.

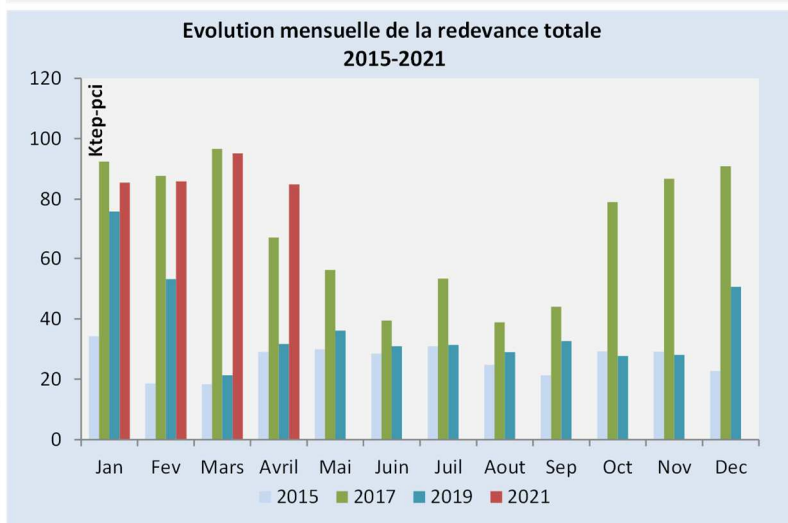
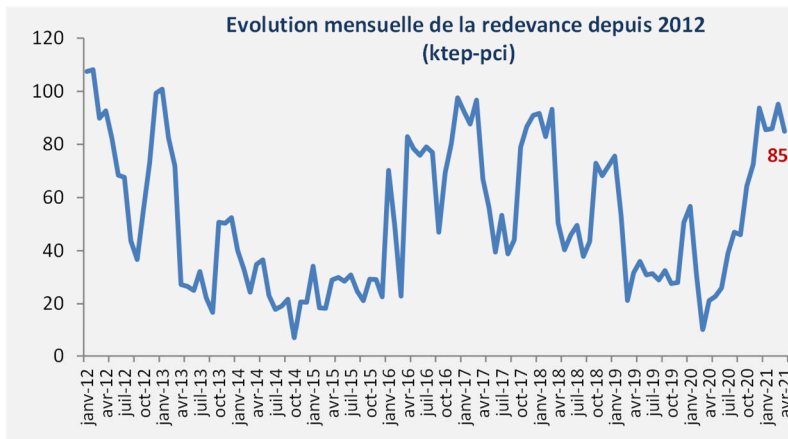
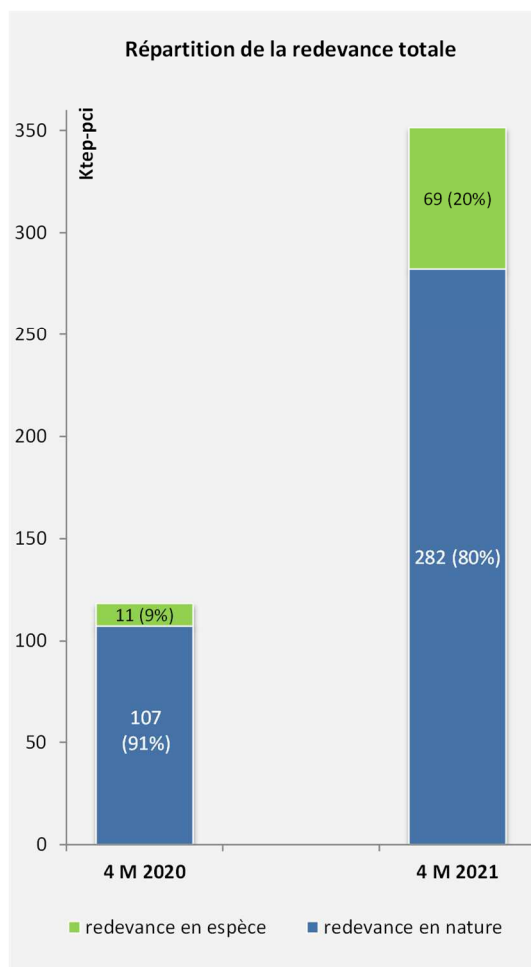
Il convient de noter :

- ✓ **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 les quatre premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin avril **2021**, elle a couvert **14%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **26%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **17%**.

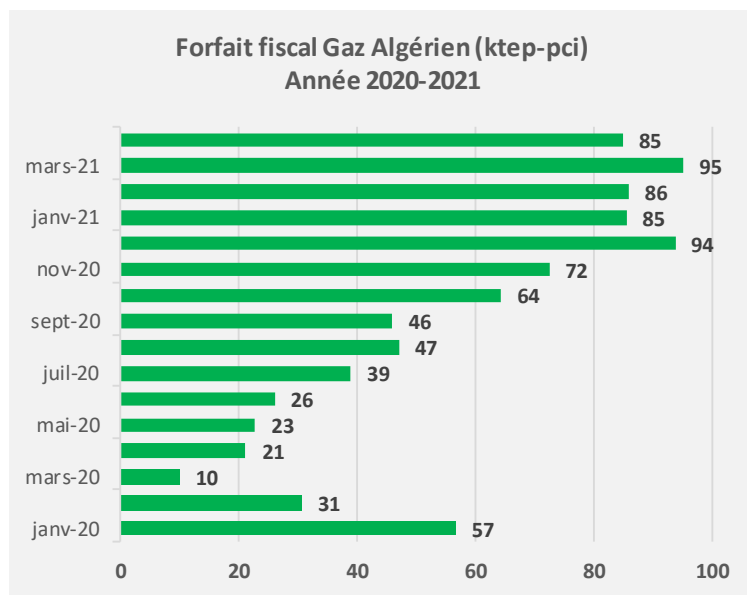


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **31%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **7%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **5%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **145%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**197%**) à fin avril **2021** par rapport à fin avril **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 (**80%**).



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 d'avril **2021**.

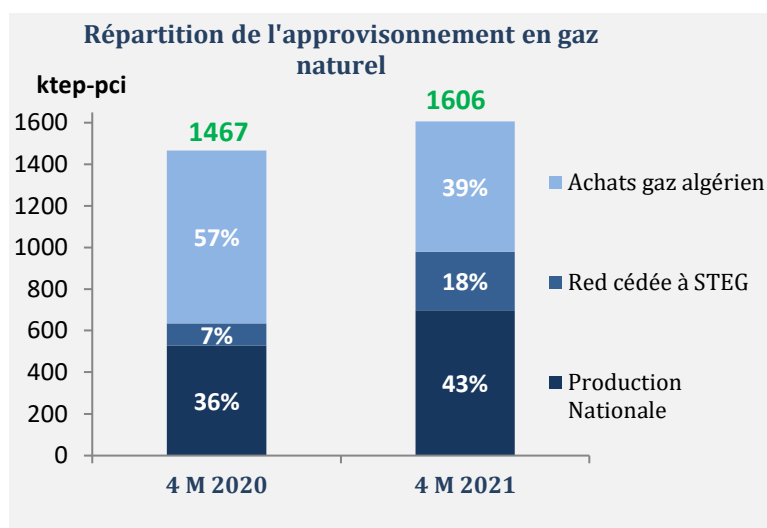


Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **25%**, entre fin avril **2020** et fin avril **2021**, pour se situer à **626 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 d'autre part.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **9%** entre fin avril **2020** et fin avril **2021** pour se situer à **1606 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 **36%** à **43%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **7%** à **18%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **57%** à **39%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin avril			Remarques
	2020	2021	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
	<i>en ktep</i>			
GPL	8	10	28%	
Essence Sans Pb	0	43	-	
Petrole Lampant	12	15	31%	
Gasoil ordinaire	159	220	38%	
Fuel oil BTS	145	175	21%	
Virgin Naphta	98	68	-30%	
White Spirit	2	4	-	
Total production STIR	424	535	26%	
Taux couverture STIR (1)	34%	36%	7%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	15%	20%	36%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	108	120	11%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	110	-	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021

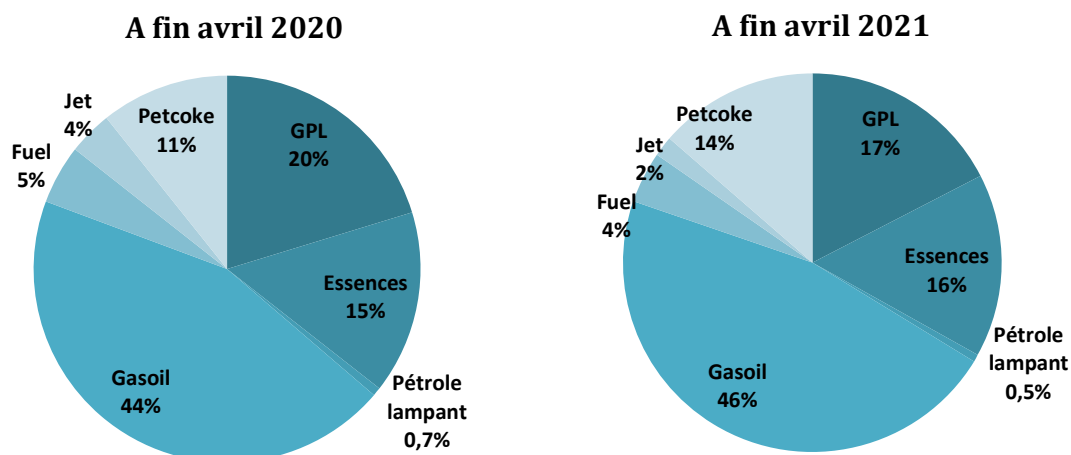
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin avril				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	660	190,1	253	256	1%	3%
Essences	732	150,3	191	234	23%	4%
Essence Super	0	0,7	0	0	-	-
Essence Sans Pb	719	149,6	187	231	23%	4%
Essence premium	13	0,0	4	4	-13%	-
Pétrole lampant	18,4	27,8	9	9	4%	-9%
Gasoil	1950	603,8	554	685	24%	1%
Gasoil ordinaire	1611	573,5	458	563	23%	0%
Gasoil SS	333	30,3	93	120	28%	13%
Gasoil premium	6	0,0	2	2	-5%	-
Fuel	229	112,5	61	65	5%	-5%
STEG & STIR	26	5,3	9	10	6%	6%
Hors (STEG & STIR)	203	107,2	52	55	5%	-6%
Fuel gaz(STIR)	7	1,9	0	5	-	9%
Jet	106	52,7	45	25	-44%	-6%
Coke de pétrole	516	98,4	134	198	48%	7%
Total	4219	1238	1247	1477	18%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4186	1230	1238	1462	18%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les quatre premiers mois de **2020** et les quatre premiers mois de **2021**, une hausse de **18%** pour se situer à **1477 ktep**. Cette hausse est due principalement aux mesures de confinement général prises par le Gouvernement l'année dernière. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **23%** et du gasoil de **24%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin avril **2020** et fin avril **2021** à l'exception de quelques produits notamment le GPL dont la part est passée de **20%** à **17 %** et le gasoil dont sa part est passé de **44%** à **46%**.

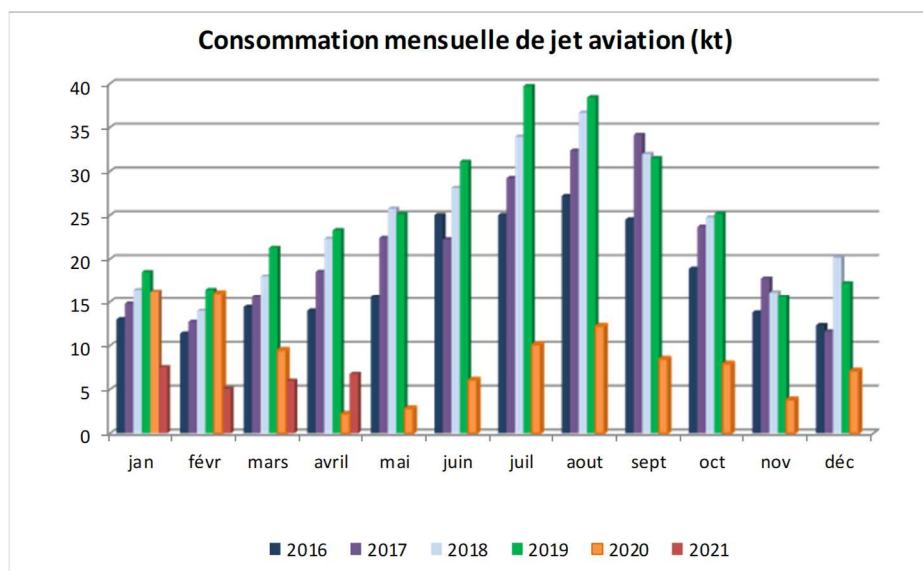


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin avril **2021**, de **23%** par rapport à fin avril **2020**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **1%** entre fin avril **2021** et fin avril **2020** et de même pour le pétrole lampant qui a augmenté de **4%** durant la même période.

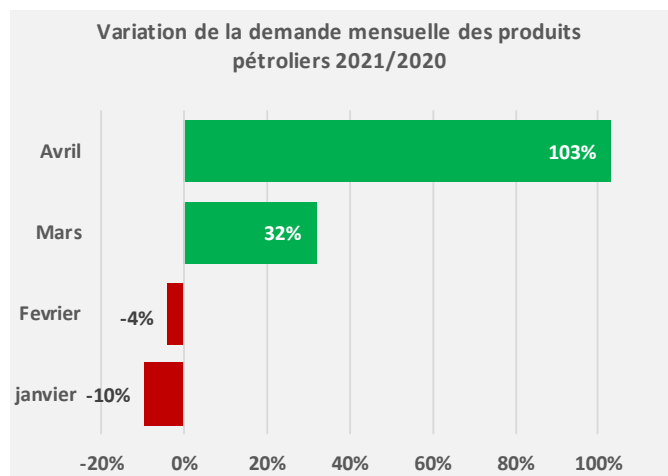
La consommation de coke de pétrole a augmenté entre les quatre premiers mois de **2020** et les quatre premiers mois de **2021** de **48%** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **44%** à fin avril **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 de la COVID-19.

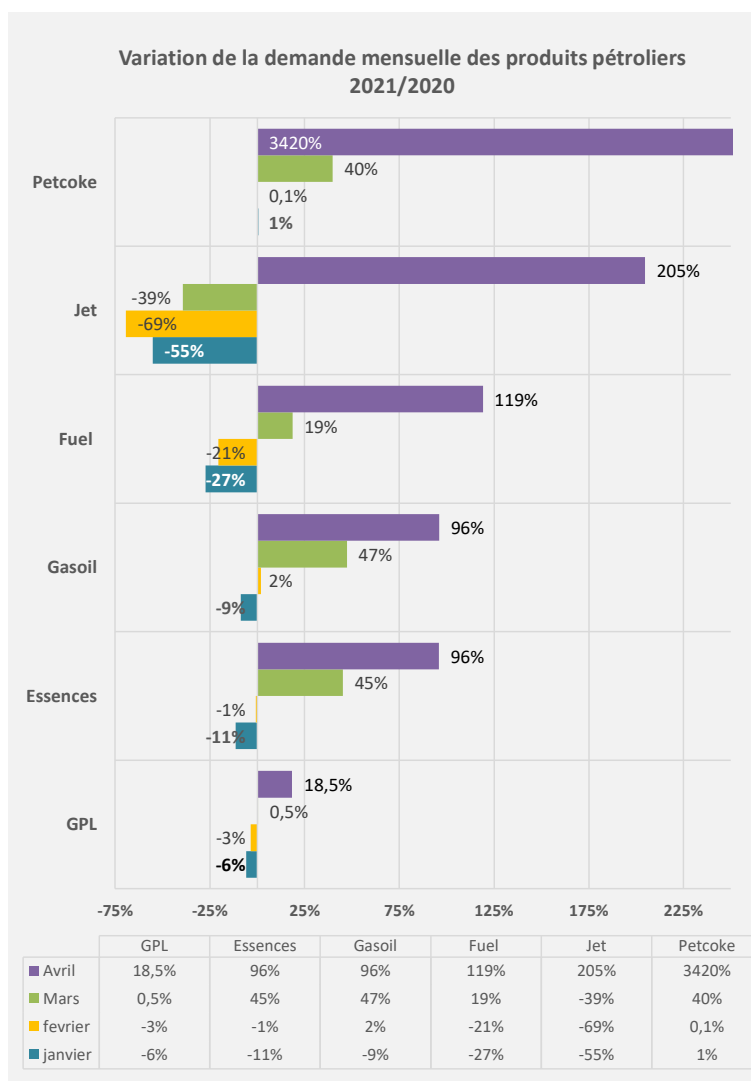


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse de **10%** courant le mois de janvier 2021 et de **4%** courant le mois de février 2021. Par contre, courant le mois de mars et d'avril **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante respective de **32%** et de **103%**, sachant qu'à partir du mois de 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 pour contenir 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 d'avril **2021**, tous les produits ont enregistré une évolution positive.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

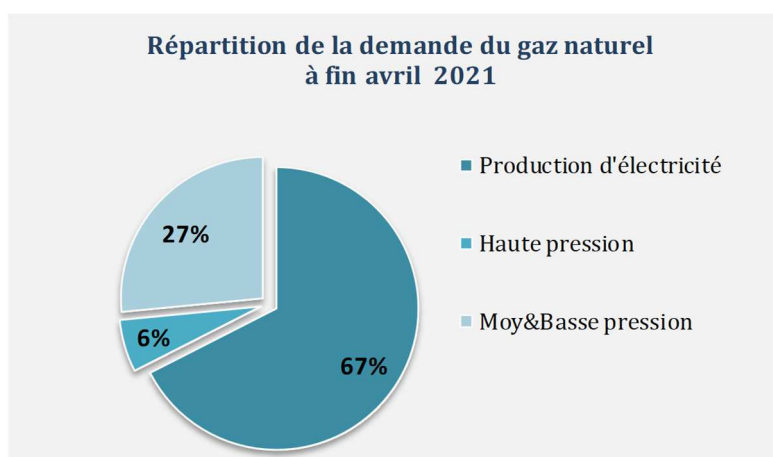
	Réalisé 2020	A fin avril				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 844	1 348	1 461	1 600	10%	2%
Production d'électricité	3 680	923	1 032	1 079	5%	1%
Hors prod élec	1 164	425	428	520	21%	2%
Haute pression	233	125	77	96	25%	-2%
Moy&Basse pression	931	299	352	424	21%	3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 382	1 498	1 623	1 777	10%	2%
Production d'électricité	4 089	1 026	1 147	1 199	5%	1%
Hors prod élec	1 293	472	476	578	21%	2%
Haute pression	259	139	85	106	25%	-2%
Moy&Basse pression	1 034	333	391	472	21%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une augmentation de **10%** entre fin avril **2020** et fin avril **2021** pour se situer à **1600 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **5%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **21%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**67%** de la demande totale à fin avril **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 importante augmentation de **21%** pour se situer à **520 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a

augmenté de **21%** et celle des clients haute pression a augmenté de **25%** durant les quatre premiers mois de **2021** par rapport à la même période de **2020**.

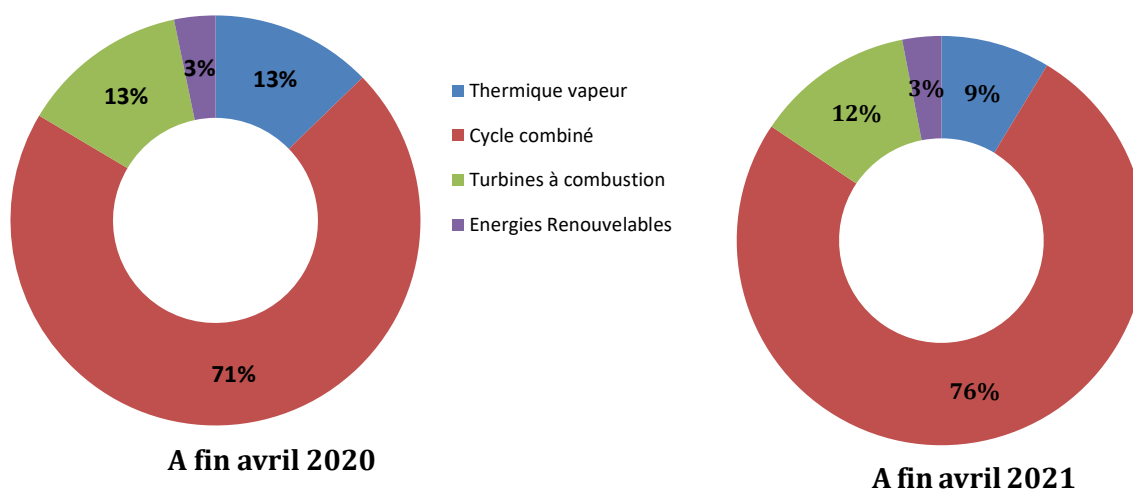


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **3%** entre fin avril **2020** et fin avril **2021** pour se situer à **20,8 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une augmentation de **8%** durant les quatre premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **5%**.

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

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Avril		A fin avril	
		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 développ.	4	0	0	2	0
Nb de découvertes	3	1	1	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin avril **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 avril 2021

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

Forage d'exploration à fin avril 2021

- Pas de nouvelle opération de forage des puits d'exploration en **2021**.
- Test du puits « Ash 49 » sur la concession Ashtart du 28 mars au 20 avril 2021, ledit puits a été foré en **1992**, le test a montré des indices encourageants d'huile avec des estimations préliminaires de l'ordre de 300 bbls/j.

Développement

Forage de développement en 2021 :

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin avril **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 (Loi n° 2019-74 du 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

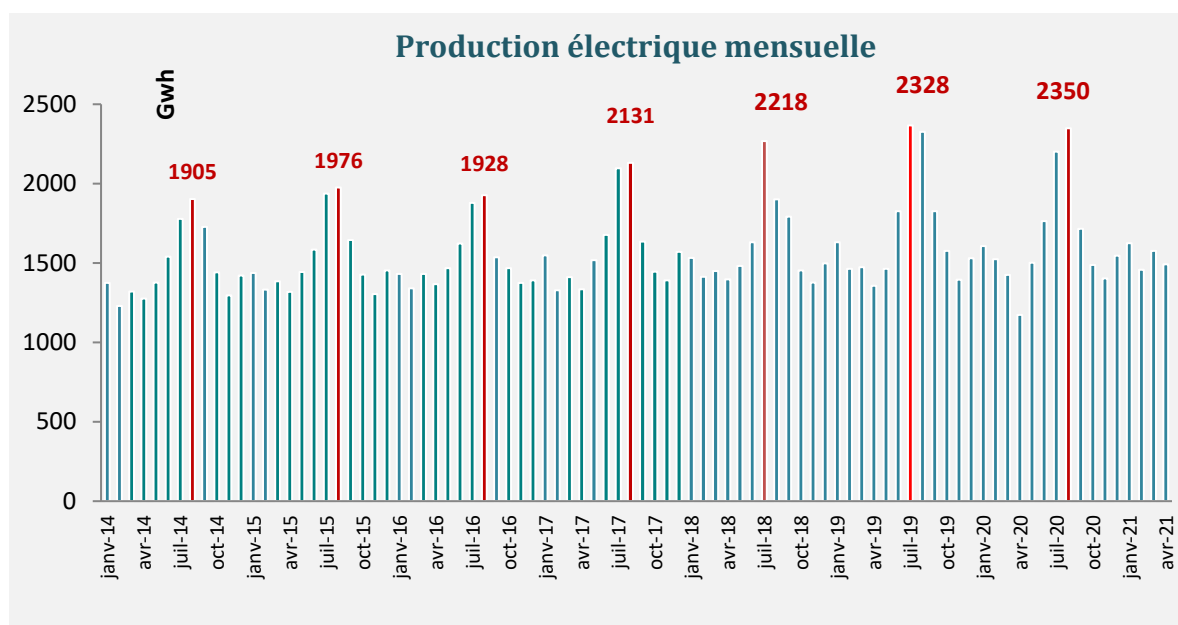
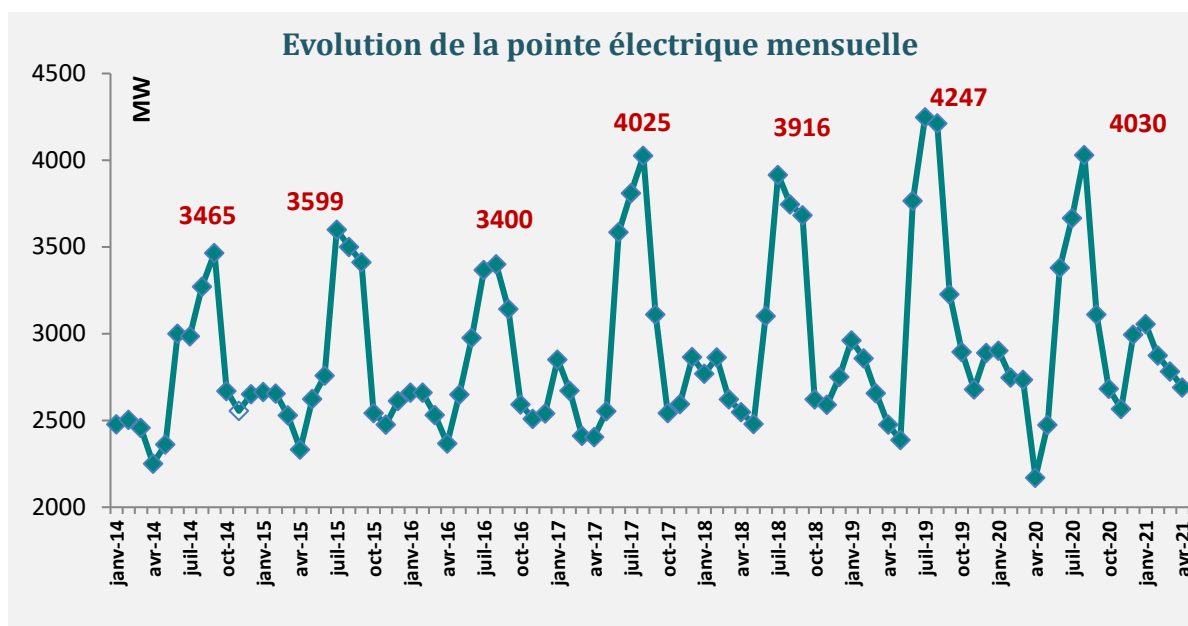
	Réalisé 2020	A fin avril				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16163	3 326	4 548	5031	11%	4%
FUEL + GASOIL	20	2	16	0,07	-100%	-24%
GAZ NATUREL	15631	3260	4348	4843	11%	4%
HYDRAULIQUE	46	13	10	9	-17%	-4%
EOLIENNE	465	51,2	175	177	2%	12%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,08	2	2375%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	1077	1135	1069	-6%	0%
ACHAT TIERS	137	27	54	54	-1%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19715	4 430	5 737	6 154	7%	3%
Production pour marché local	19116	4 429	5 578	6 120	9,7%	3%

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

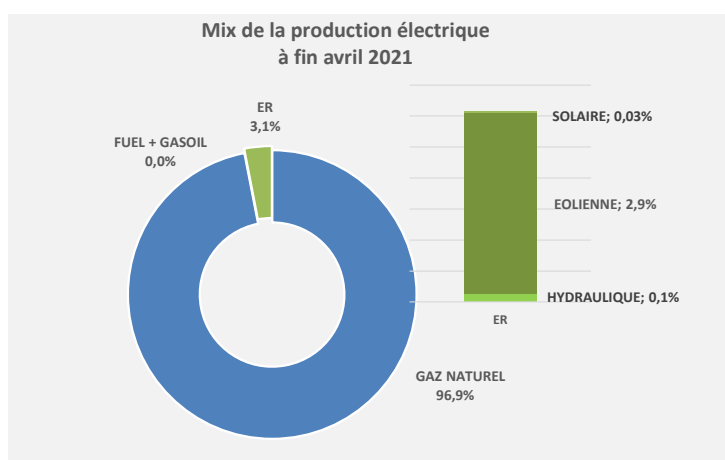
La production totale d'électricité a enregistré, à fin avril **2021**, une augmentation de **7%** pour se situer à **6154 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **5737 GWh** à fin avril **2020**. Par contre, la production destinée au marché locale a enregistré une hausse de 10%.

La pointe a enregistré une augmentation de **5%** pour se situer à **3056 MW** à fin avril **2021** contre **2902 MW** à fin avril **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 **82%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (ST EG + 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 avril 2021.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

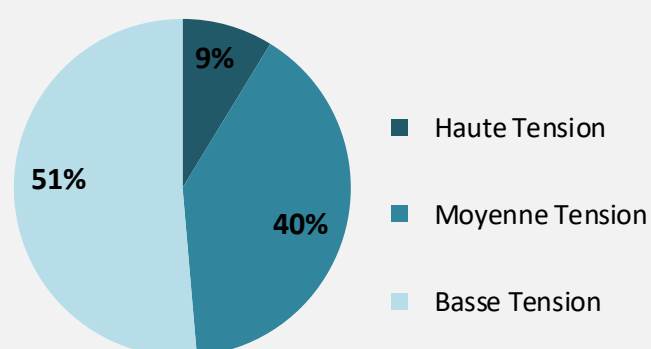
	Réalisé 2020	A fin avril				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1178	408	323	464	44%	1%
Moyenne tension	6356	1800	1867	2031	9%	1%
Basse tension	7819	1794	2607	2603	-0,2%	3%
TOTAL VENTES **	15353	4 002	4 797	5 097	6%	2%

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

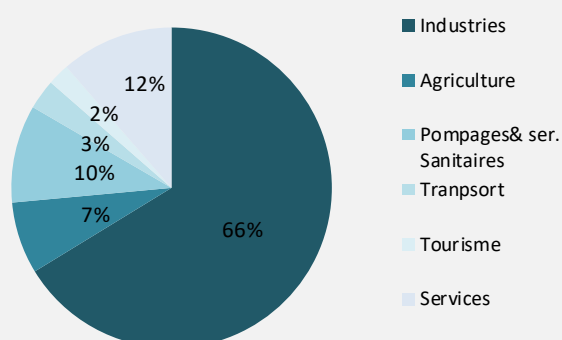
Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **6%** entre fin avril **2020** et fin avril **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **44%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **9%**.

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

Répartition des ventes d'électricité à fin avril 2021



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



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

2 Energies renouvelables

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

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 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 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 + un projet de 10 MW 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	108 MW environ installés
		MT/HT	230 autorisations octroyées pour une puissance totale de 43MW+ 12 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 1.9MW au total.
	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 septembre 2021

		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 85% . Mise en production prévue en décembre 2021
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.

Date de la publication : 8 juin 2021

Mise à jour : 10 juin 2021

2^{ème} mise à jour : 10 juillet 2021