

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, fin avril 2020





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

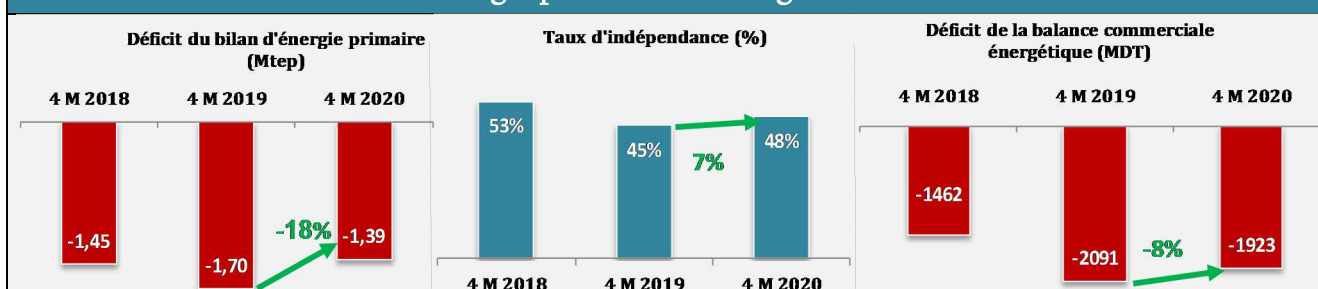
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

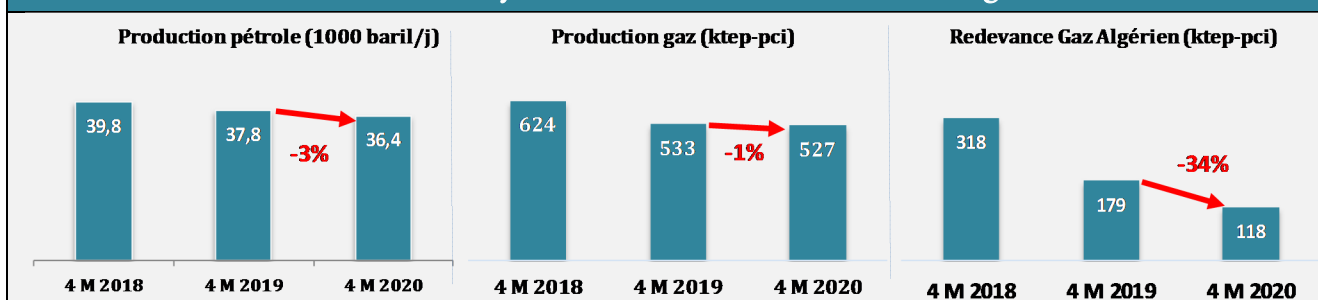


Faits marquants des 4 premiers mois de 2020

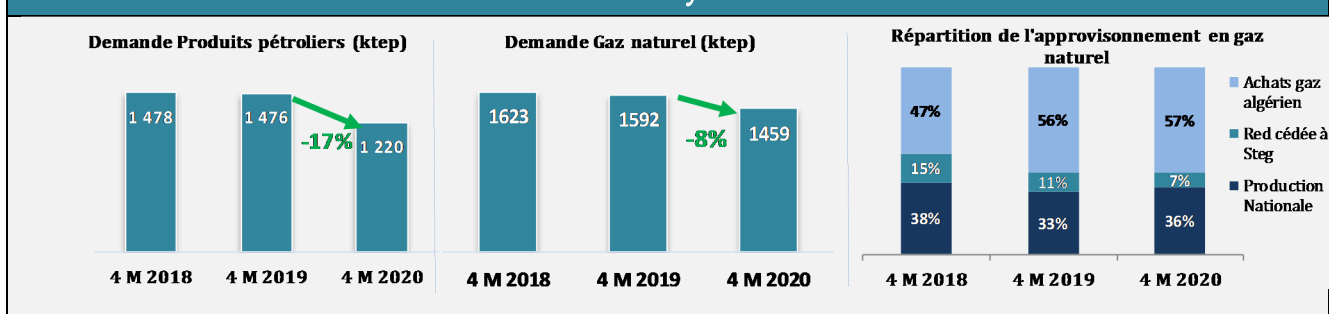
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



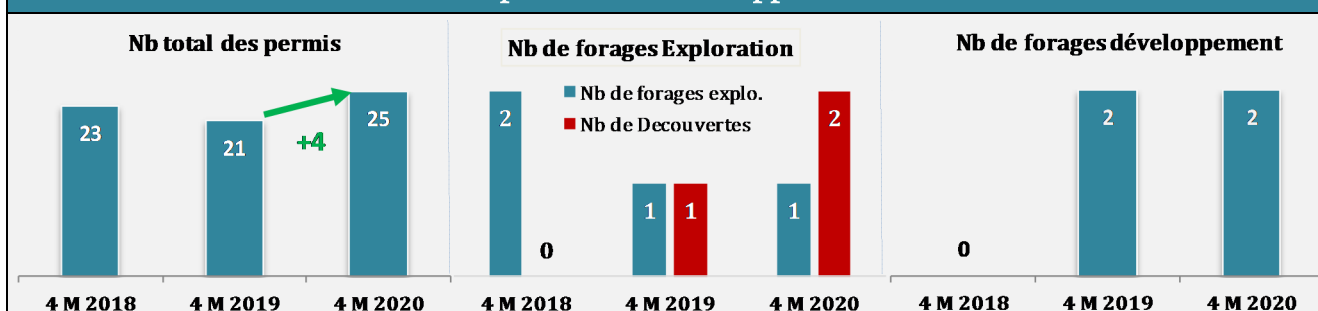
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



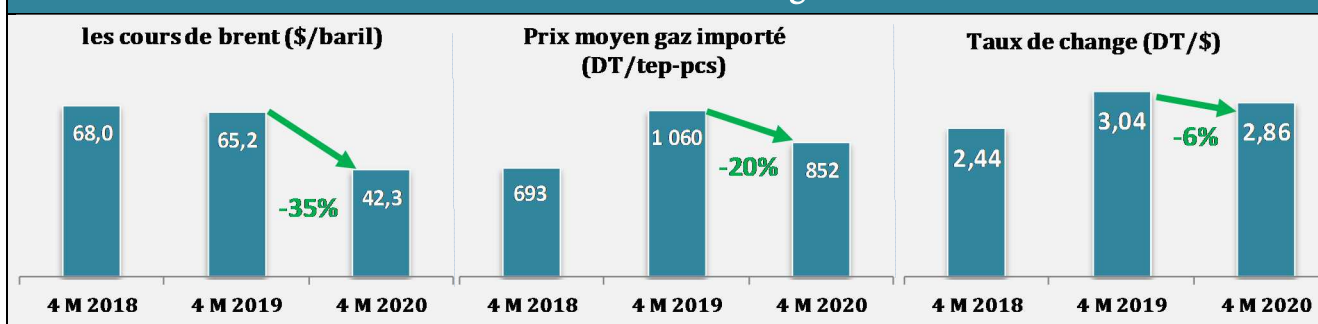
Demande des hydrocarbures



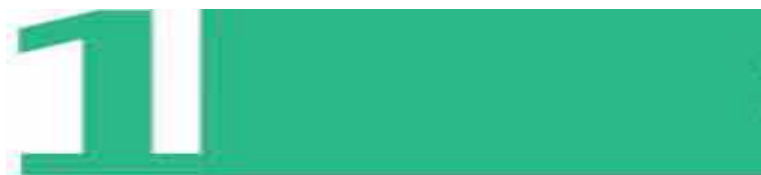
Exploration et développement



Prix et taux de change



I- Bilan et Economie d'Energie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2019	A fin avril				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
RESSOURCES	3928	2388	1390	1301	-6%	-6%
Pétrole ⁽¹⁾	1727	1099	603	589	-2%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	152	58,5	56,4	50,2	-11%	-1,5%
Gaz naturel	2000	1225	712	646	-9%	-6%
<i>Production</i>	1555	813	533	527	-1%	-4%
<i>Redevance</i>	445	412	179	118	-34%	-12%
Elec primaire	49	4,7	18,9	15,9	-15%	13%
DEMANDE	9602	2491	3088	2695	-13%	1%
Produits pétroliers	4476	1128	1476	1220	-17%	1%
Gaz naturel	5077	1359	1592	1459	-8%	1%
Elec primaire	49	4,7	18,9	15,9	-15%	13%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5674	-103	-1698	-1394		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6118	-515	-1876	-1513		

Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)

le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)

Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

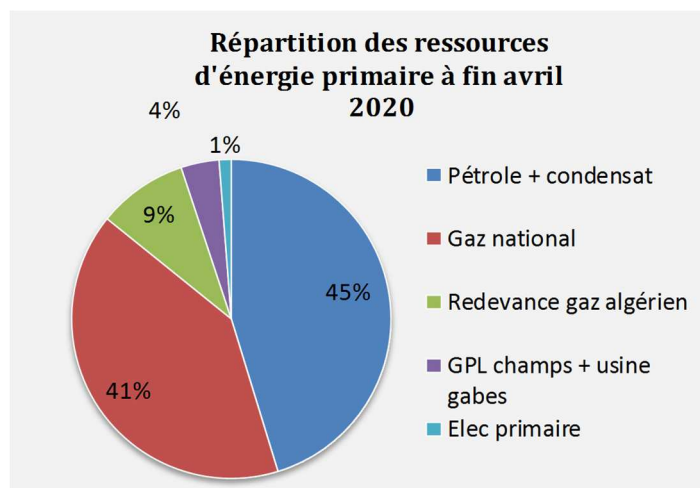
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

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

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

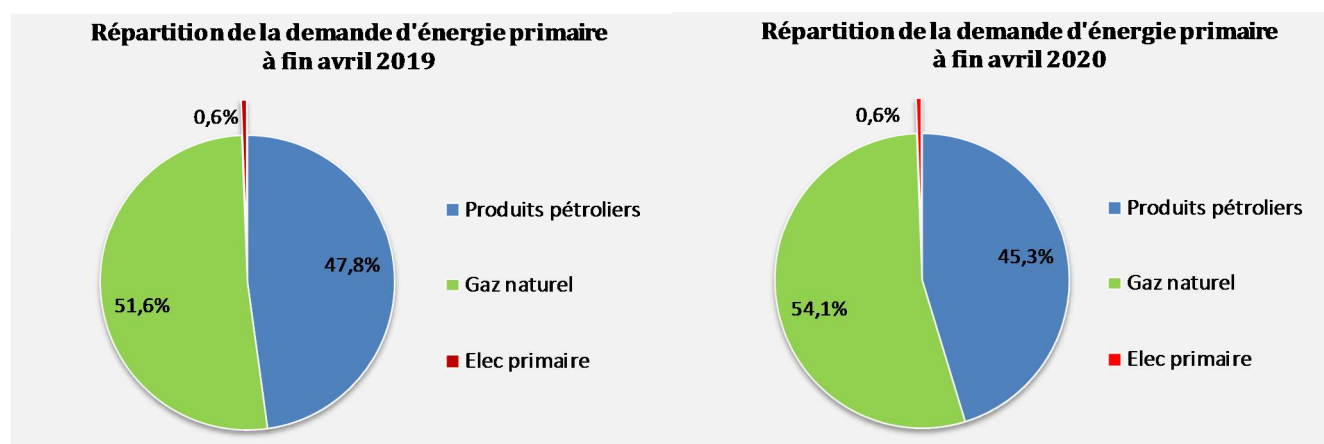
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.3 Mtep** à fin avril **2020**, enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à la même période de l'année précédente à cause, surtout, de la régression du forfait fiscal sur le transit du gaz algerien.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **86%** 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 baissé de **13%** entre fin avril **2019** et fin avril **2020** pour passer à **3.09Mtep** à **2.69 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **8%** et celle des produits pétroliers de **17%**.

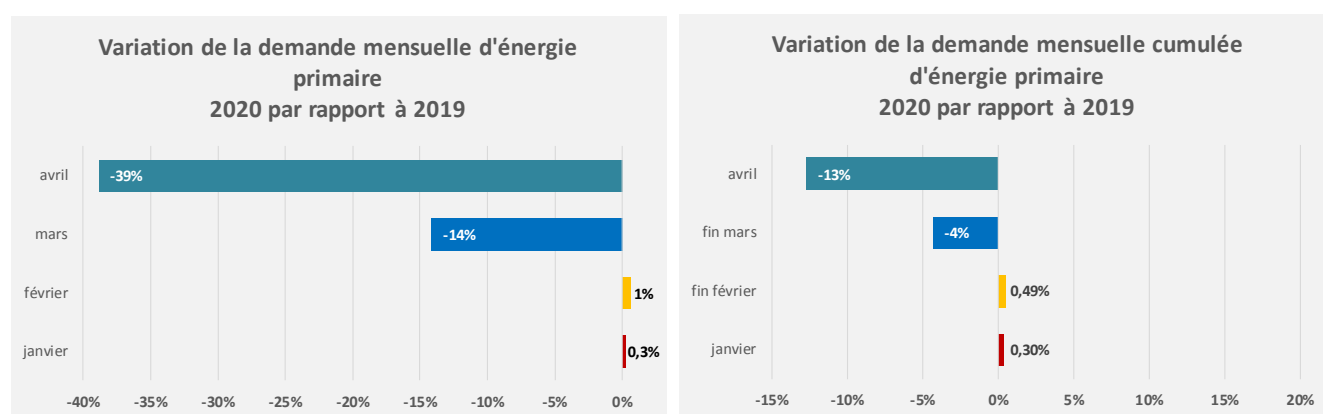
La répartition de la demande a peu changé dans l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente **52%** à fin avril **2019** et **54%** à fin avril **2020**.



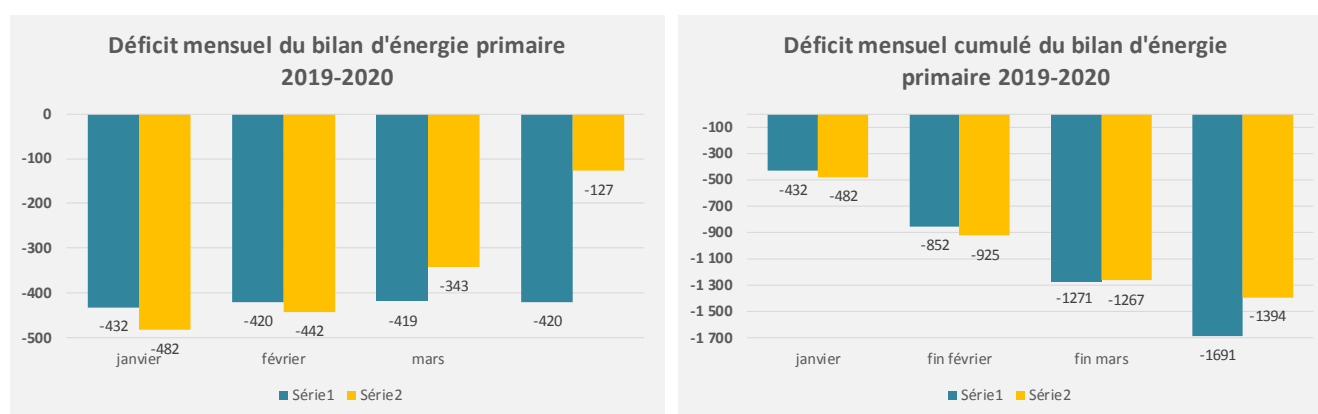
Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin avril 2020, **un déficit de 1.39 Mtep** contre un déficit enregistré à fin avril 2019 de **1.69Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **48%** à fin avril **2020** contre **45%** à fin avril **2019**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **44%** durant les quatre premiers mois de **2020** contre **39%** durant les quatre premiers mois de **2019**.

Pour mesurer l'impact du confinement sur la demande de l'énergie, nous représentons dans les figures qui suivent la variation de la consommation mensuelle et cumulée d'énergie primaire en 2020 par rapport à 2019 ainsi nous pouvons constater que la demande est restée presque stable durant les deux premiers mois de 2020 et qu'elle a baissé de plus de 39% durant le mois d'avril 2020 ce qui a engendré une baisse cumulée de 13% durant les quatre premiers mois de 2020 par rapport à 2019. Le gouvernement a commencé à prendre progressivement un ensemble de mesures pour limiter la propagation de la pandémie du COVID-19 à partir de mi-mars notamment le confinement total à partir du 22 mars 2020.



Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de 18% en mars 2020 et de 71% en avril 2020 ce qui a engendré une baisse du déficit de 18% en cumul à fin avril 2020 comme le montre les graphiques suivants :



2 Les échanges commerciaux (1)



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin avril			A fin avril			A fin avril		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				621	637	2%	902	491	-46%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	560,3	366,1	-35%	574,2	373,7	-35%	849,2	248,0	-71%
ETAP	500,3	305,5	-39%	512,6	311,6	-39%	757,2	229,1	-70%
PARTENAIRES	60,0	60,6	1%	61,5	62,1	1%	92,0	18,9	-79%
GPL Champs	13,1	11,9	-9%	14,5	13,2	-9%	16,0	11,2	-30%
ETAP	6,2	5,9	-6%	6,9	6,5	-6%	7,6	5,3	-30%
PARTENAIRES	6,9	6,0	-13%	7,6	6,7	-13%	8,4	5,9	-30%
PRODUITS PETROLIERS	21,0	237,7	1032%	21,9	238,7	-	30,2	223,7	640%
Fuel oil (BTS)	0,0	141,5	-	0,0	138,5	-	0,0	148,7	-
Virgin naphta	21,0	96,2	358%	21,9	100,2	358%	30,2	75,0	148%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				10,7	11,1	3%	6,36	8,32	31%
IMPORTATIONS				2353	2393	2%	2993	2415	-19%
PETROLE BRUT⁽³⁾	0,0	243,9	-	0,0	250,5	-	0,0	259,3	-
PRODUITS PETROLIERS	1276,8	1195,7	-6%	1278,4	1193,2	-6,7%	1937,3	1368,8	-29%
GPL	188,7	187,7	-1%	208,7	207,6	-1%	275,3	232,8	-15%
Gasoiil ordinaire	459,4	385,5	-16%	471,9	395,9	-16%	850,8	546,1	-36%
Gasoiil S.S. ⁽⁷⁾	110,2	132,8	20%	113,2	136,4	20%	208,5	165,1	-21%
Jet ⁽⁴⁾	69,6	56,9	-18%	72,0	58,9	-18%	136,5	81,0	-41%
Essence Sans Pb	183,0	197,5	8%	191,2	206,4	8%	340,1	265,4	-22%
Fuel oil (HTS)	86,7	40,1	-	84,9	39,3	-	66,3	25,9	-61%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	179,3	195,3	9%	136,6	148,8	9%	59,8	52,5	-12%
GAZ NATUREL				1074,5	949,1	-12%	1055,7	786,4	-26%
Redevance totale ⁽²⁾				178,5	118,5	-34%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				896,0	830,6	-7%	1055,7	786,4	-26%

(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 2020

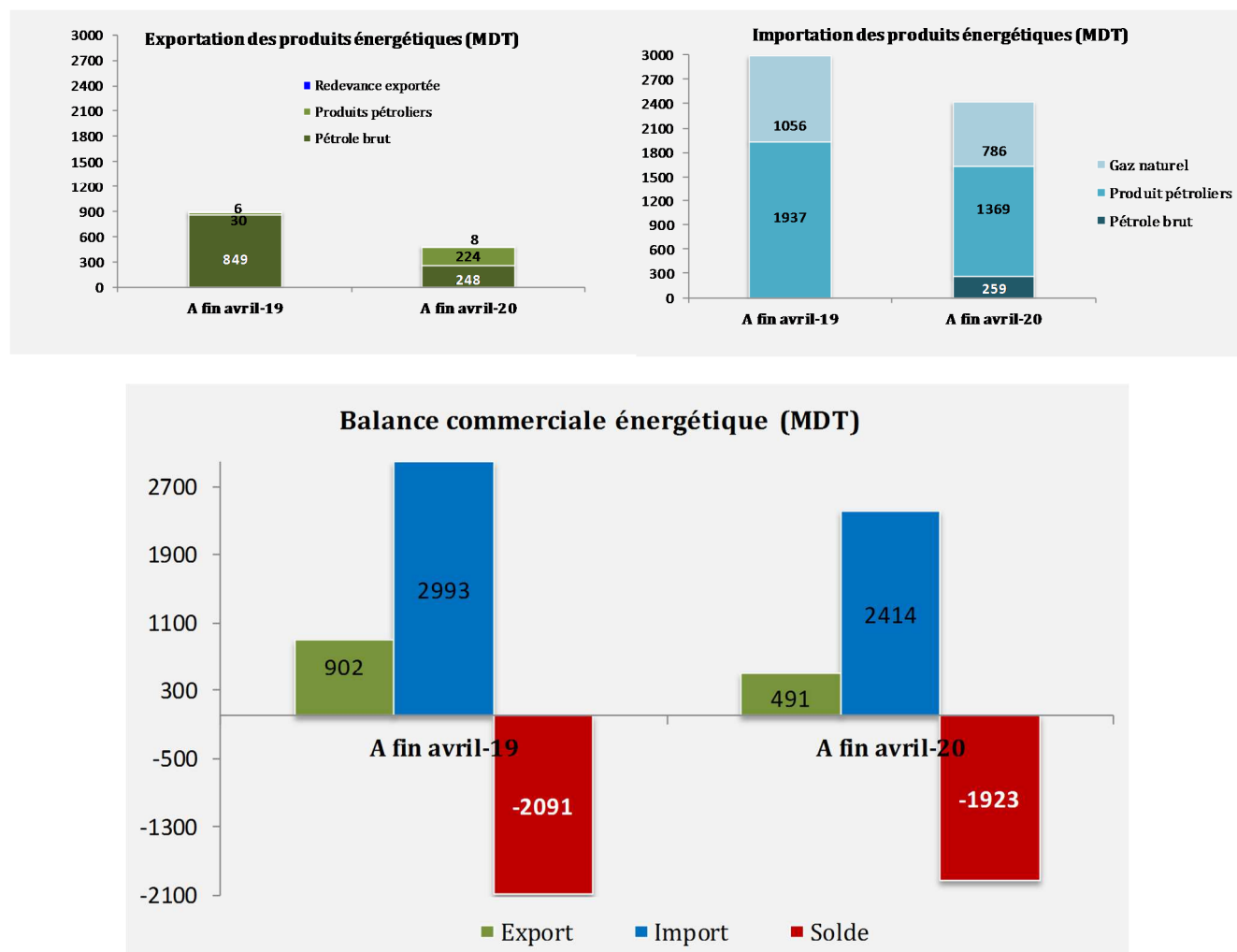
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

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

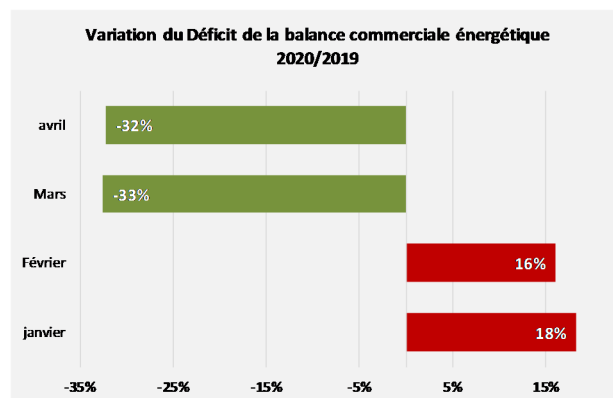
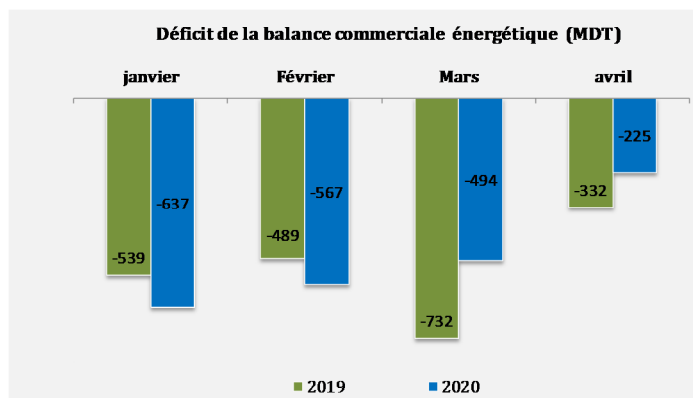
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoiil sans soufre au lieu du Gasoiil 50 ppm

(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 diminution en valeur de **46%** accompagné par une baisse des importations en valeur de **19%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **2091MDT** durant les quatre premiers mois de **2019** à **1923MDT** durant les quatre premiers mois de **2020**, soit une diminution de **8%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

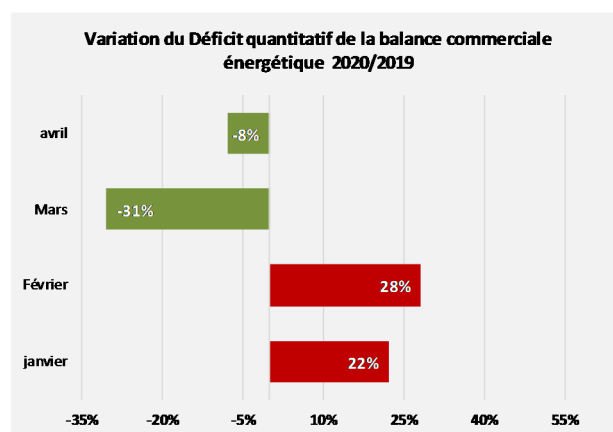
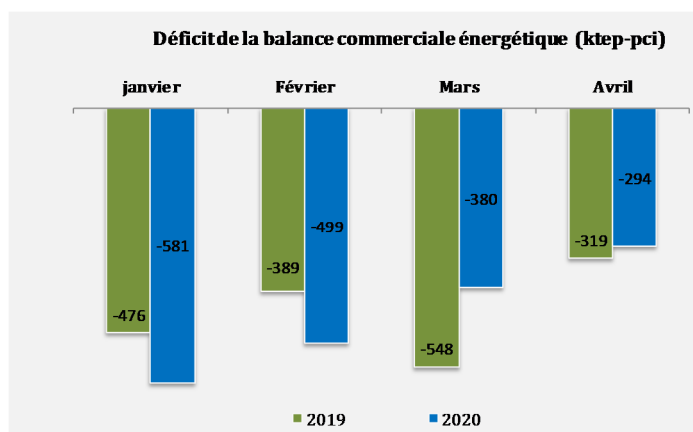


En calculant le déficit mensuel de la balance commerciale durant 2020 par rapport à **2019**, nous avons remarqué qu'il a baissé courant le mois d'avril **2020** de **32%** par rapport au mois d'avril 2019:



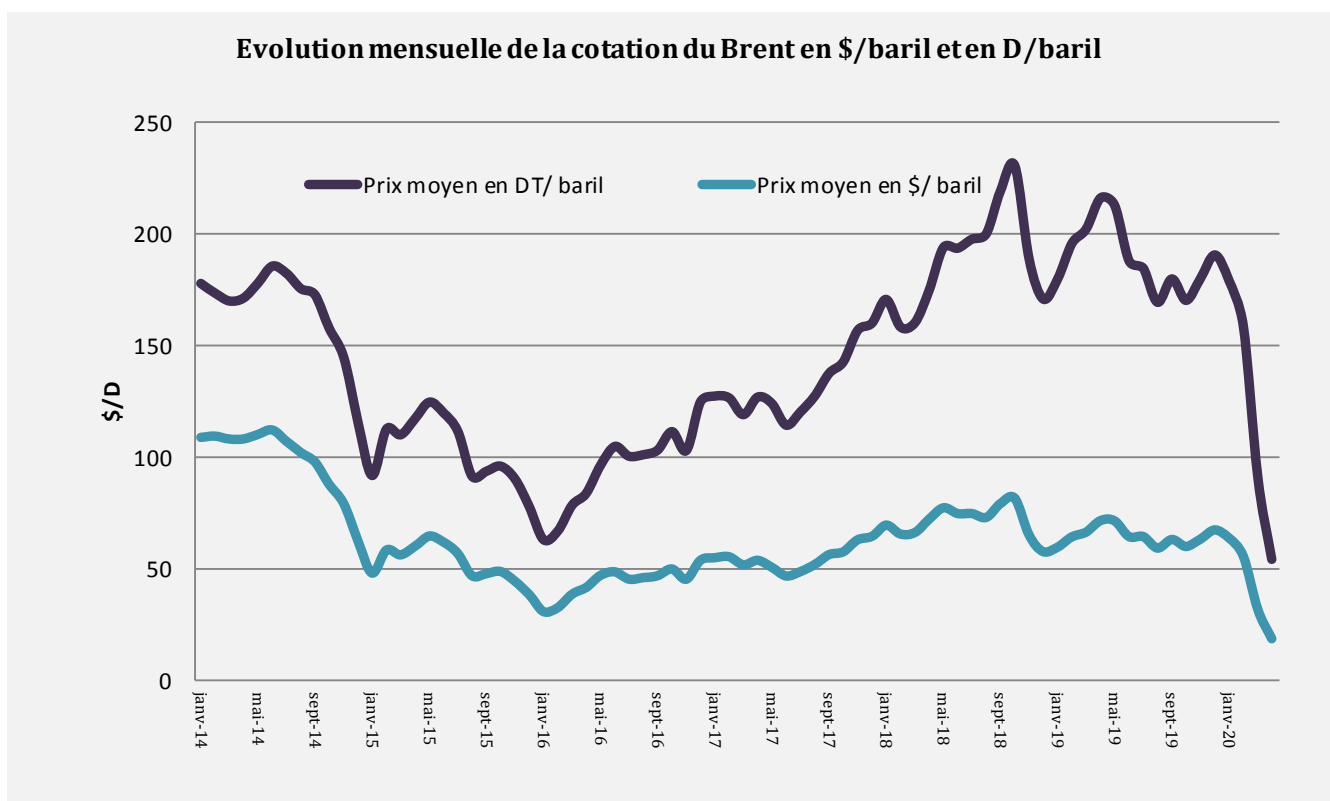
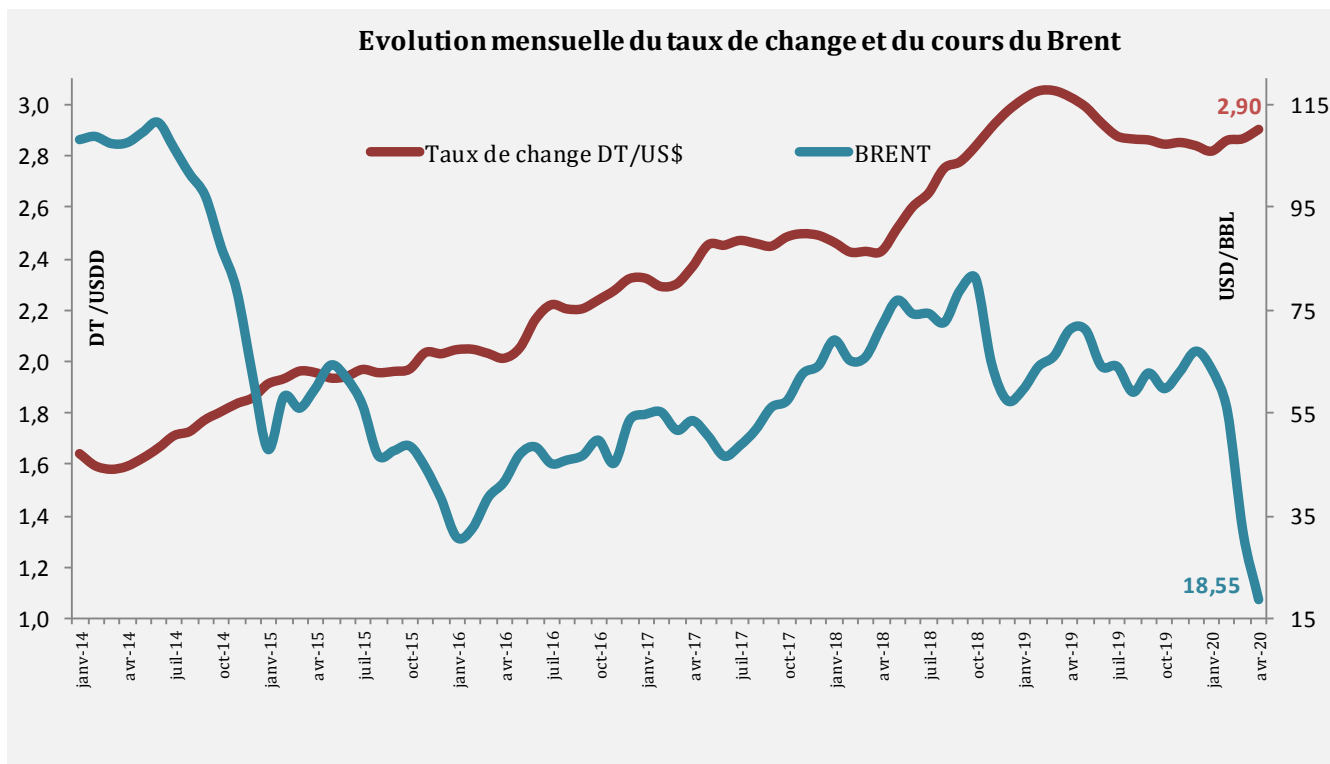
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a nettement baissé (+) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **8% (+)** courant le mois d'avril 2020 par rapport à avril 2019 comme le montre le graphique suivant :



En effet, Durant le mois de d'avril **2020**, les cours du Brent ont diminué de plus de **52 \$/bbl** : **18.55 \$/bbl** courant avril **2020** contre **71.26 \$/bbl** courant avril **2019** et ont enregistré, aussi, une diminution de plus de **13 \$/bbl** par rapport à mars **2020**.

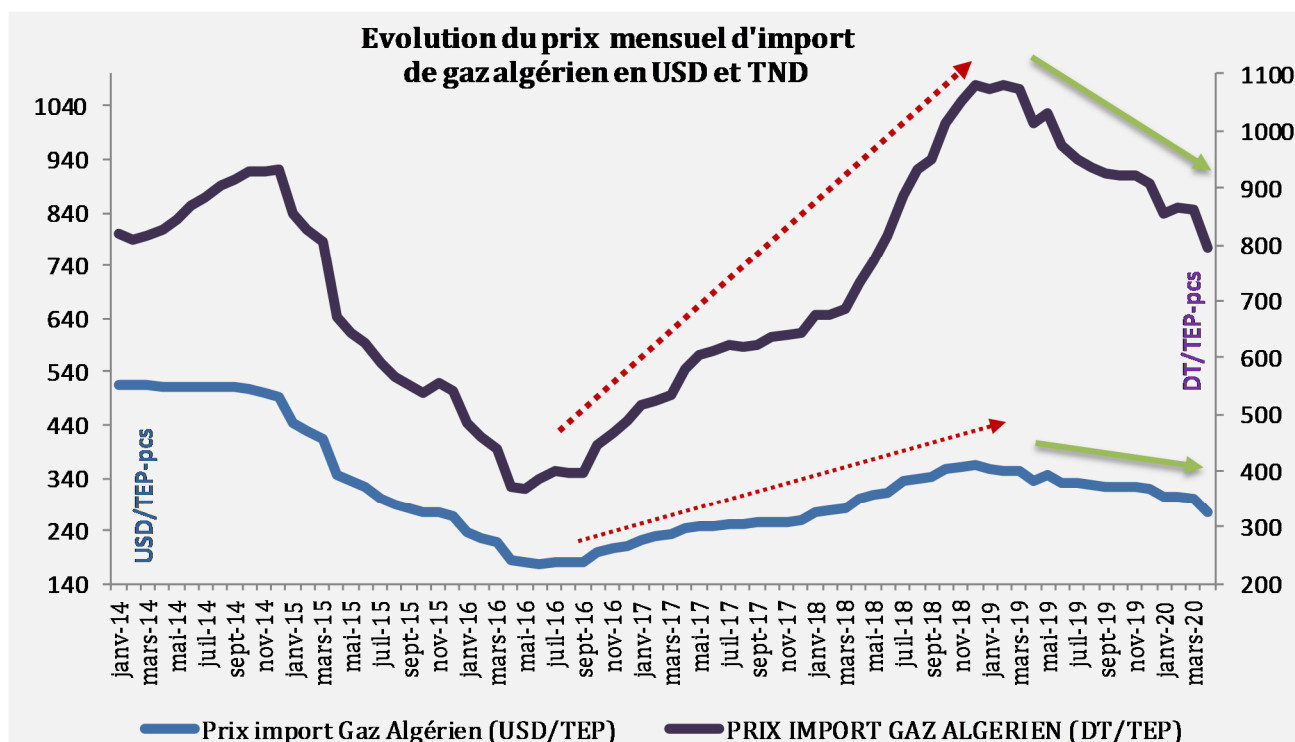
En parallèle, le Dinar tunisien continue à enregistrer une appréciation par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange de produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



(+++) Entre les quatre premiers mois de **2019** et les quatre premiers mois de **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **35%** : **65,2 \$/bbl** contre **42,3 \$/bbl**.

(+) Appréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de **6%** entre les quatre premiers mois de **2019** et les quatre premiers mois de **2020**, Le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai **2018**, il a dépassé pour la première fois le seuil symbolique de 3 DT en janvier **2019**, il a commencé ensuite à se revaloriser en avril **2019** pour la première fois depuis décembre **2017** poursuivant cette tendance baissière. Néanmoins, il a enregistré de nouveau une tendance à la hausse à partir du mois de février 2020.

(++) La diminution du prix moyen du gaz algérien de **20%** en DT et de **14%** en \$ entre fin avril 2019 et fin avril 2020.



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

(+) Les importations des produits pétroliers ont diminué par rapport à la même période de l'année précédente de **7%** en quantité et de **29%** en valeur.

(-) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **35%**, rappelons ici la reprise de la raffinerie le 24/11/2019 après un long arrêt de plus de 10 mois pour maintenance et par conséquent la

hausse de la demande locale : La STIR a raffiné **419** kt de pétrole brut à fin avril**2020** dont **41%** brut local contre **20** kt seulement à fin avril 2019.

(+) Baisse des achats du gaz algérien de **7%** en quantité vue le ralentissement des activités économiques et les mesures de confinement.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers, la raffinerie a été en arrêt l'année dernière du **06** janvier **2019** au **24** novembre **2019**.

3 Les prix

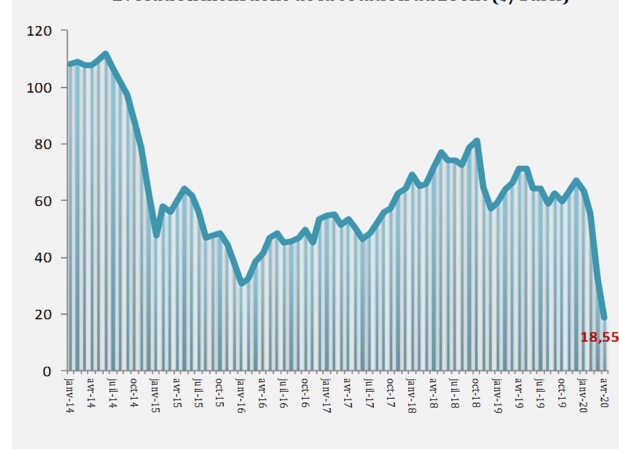


1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

	2018	2019	2020	Variat. 20/19
Jan	69,2	59,5	63,5	7%
Fév	65,2	64,0	55,4	-13%
Mars	65,9	66,1	31,8	-52%
Avril	71,8	71,3	18,6	-74%
Mai	76,9	71,1		
Juin	74,3	64,1		
Juillet	74,3	64,0		
Aout	72,6	59,0		
Septembre	78,9	62,8		
Octobre	81,2	59,7		
Novembre	64,7	63,02		
Décembre	57,4	67,02		
fin déc	71,0	64,3		

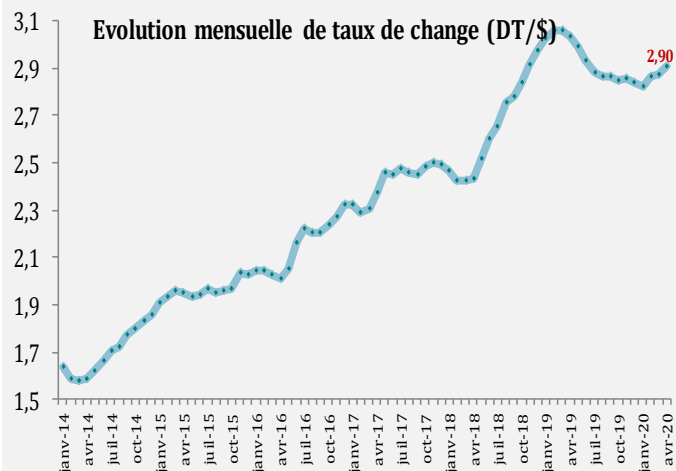
Evolution mensuelle de la cotation du Brent (\$/baril)



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2018	2019	2020	Variat. 20/19
Jan	2,46	3,02	2,82	-7%
Fév	2,42	3,05	2,86	-6%
Mars	2,43	3,05	2,87	-6%
Avril	2,43	3,03	2,90	-4%
Mai	2,52	2,99		
Juin	2,60	2,93		
Juillet	2,65	2,88		
Aout	2,75	2,87		
Septembre	2,78	2,86		
Octobre	2,84	2,84		
Novembre	2,91	2,85		
Décembre	2,97	2,84		
fin déc	2,65	2,93		





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

Pétrole Brut (1)	A fin avril 2020	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	143	50
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	100	35

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin avril 2020						
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente nominal ⁽⁴⁾	Prix de vente ⁽⁵⁾
Essence SSP	Millimes/litre	994	1101	738	196	1928	2035
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1184	1095	295	160	1639	1550
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1036	1135	504	161	1701	1800
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	645	634	111	35	791	780
GPL	Millimes/ kg	1240	214	75	304	1619	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	16,126	2,782	0,970	3,948	21,0	7,7

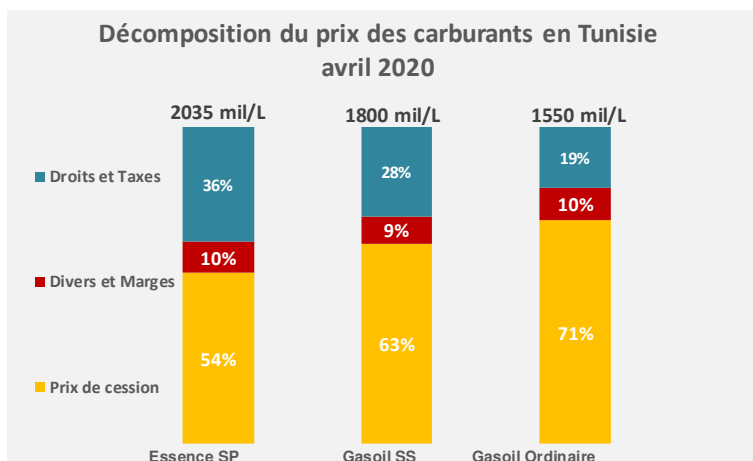
(1) Prix moyen pondéré

(4) prix de vente nominale: Prix de vente simulé sur la base du prix d'importation

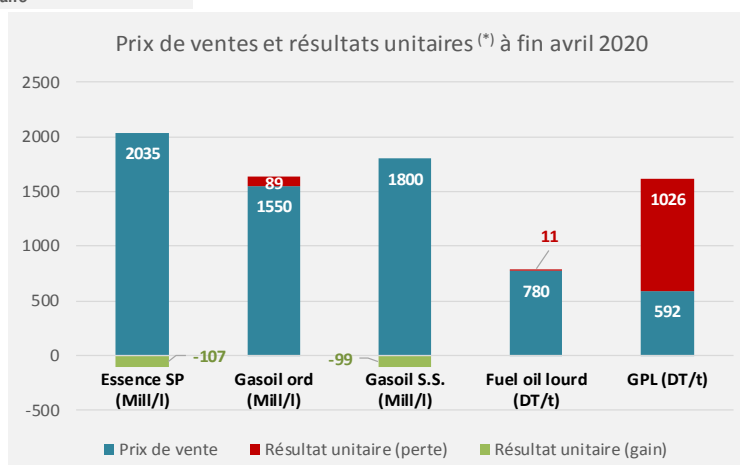
(5) Prix de vente en vigueur aux publics à partir du 07/04/2020

(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs



(*) calcul à titre indicatif basé sur le différentiel entre le prix moyen pondéré d'importation et le prix de cession.



5- Gaz naturel



	2019	A fin avril 2020
Prix d'importation Gaz Algérien	977	852
Prix de vente Moyen	Année 2018	Année 2019 ⁽¹⁾
HP	575,5	672,3
MP	480,1	613,4
BP	407,7	472,5
Prix de vente Global (hors taxe)	508,0	600,2
Côut de revient moyen	864,9	1018,9
Resultat unitaire ⁽²⁾	-356,9	-418,7

(2) 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 2018	Année 2019*
Prix de vente Moyen		
HT	179,9	225,2
MT	213,3	268,6
BT	205,0	226,6
Prix de vente Global (hors taxe)	206,3	244,0
Côut de revient moyen	286,7	320,5
subvention unitaire ⁽²⁾	-80,4	-76,5

(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 2019	A fin avril		
	2019	2019	2020	Var (%)
El borma	233	83,1	74,9	-10%
Ashtart	216	76,6	66,3	-13%
Hasdrubal	150	57,6	47,9	-17%
Adam	138	51,0	35,6	-30%
M.L.D	96	32,3	32,3	0%
El Hajeb/Guebiba	95	33,3	30,9	-7%
Cherouq	106	39,7	29,8	-25%
Miskar	83	25,7	27,0	5%
Cercina	76	25,5	26,3	3%
Barka	4	1,2	29,5	2397%
Franig/Bag/Tarfa	50	13,2	20,1	52%
Ouedzar	56	19,9	18,7	-6%
Gherib	56	20,2	16,9	-17%
Nawara	0	0,0	3,6	-
Autres	303	103	108	5%
TOTAL pétrole (kt)	1 664	582	568	-2,5%
TOTAL pétrole (ktep)	1 704	596	582	-2,5%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 686	589	575	-2,4%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 727	603	589	-2,3%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	138	51,4	45,8	-11%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	152	56	50	-11%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 824	640	621	-3,0%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 879	659	639	-3,1%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **568kt** à fin avril **2020** enregistrant ainsi une baisse de **2.5%** par rapport à fin avril 2019. En effet, la production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : Adam (-30%), Ashtart (-13%), Cherouq (-25%), Hasdrubal (-17%) , El borma (-10%) , Ouedzar (-6%) et Gherib (-17%).

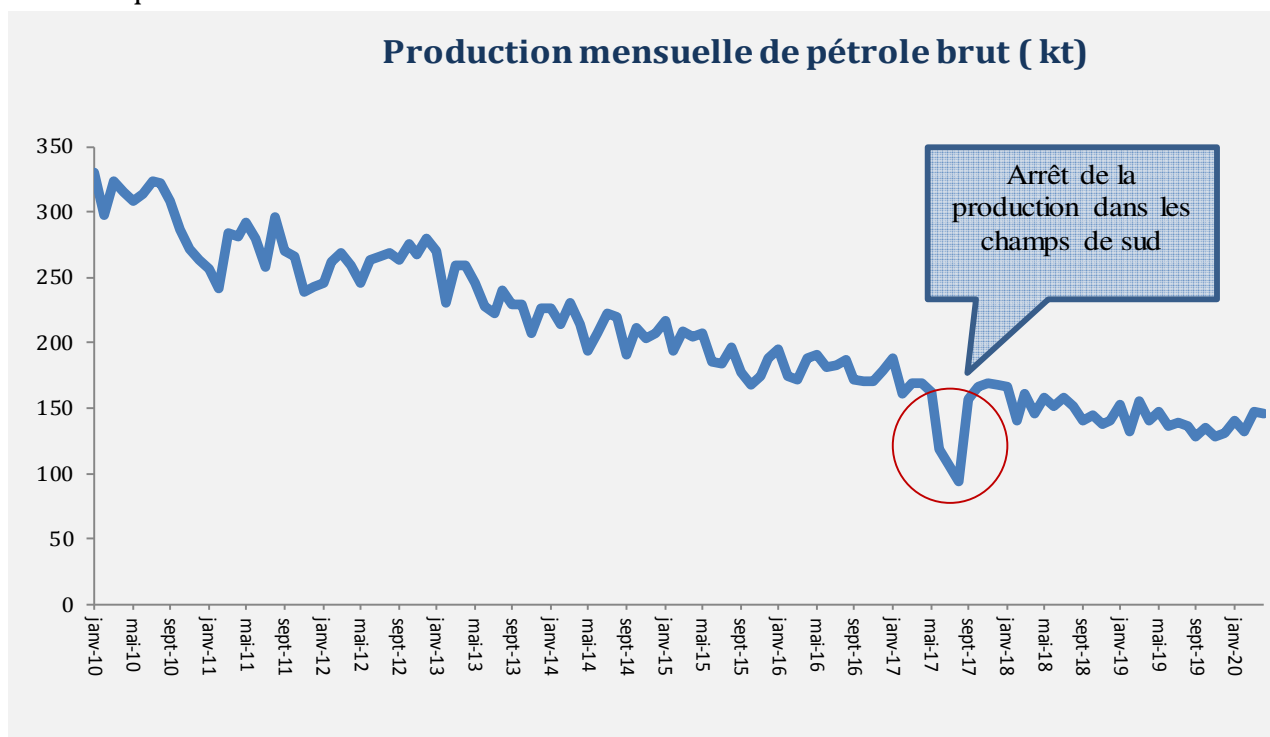


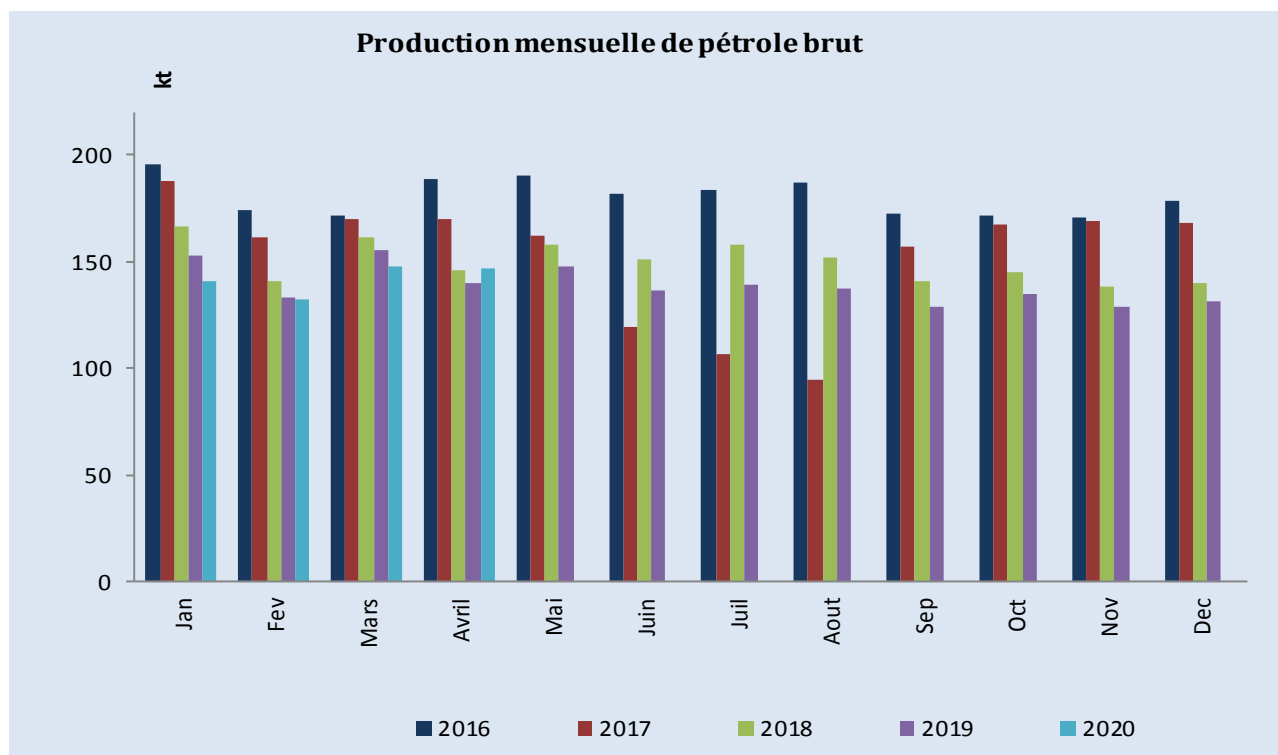
Il convient de noter :

- **Concession El Borma** : Mise en production du puits "EBNE-2 ST" le 03 janvier 2020 avec un débit initial de **151** bbls/j et 10077 m³ de gaz.
- **Concession Rhemoura** : Reprise progressive de la production le 03 janvier 2020.
- **Concession Baraka** : Reprise progressive de la production le 13/12/2019 après un W.O. sur le puits "BRK-SE2", augmentation de la production à partir du 25/02/2020 suite à la mise en production du nouveau puits "BRK-2Dir" dans le cadre d'un programme d'appréciation. Ouverture du Puits BRK-2Dir le 21/04/2020 après fermeture depuis le 17/04/2020 pour remonter la pression.
- **Concession MLD** : Mise en production du puits DEBECH-B1 à partir du 12/04/2020 avec un débit initial de 720bbls/j et 22000 m³ de gaz.
- **Concessions Franing/Baguel/Tarfa** : Augmentation de la production à partir du 07/02/2020 suite à la mise en production anticipée du puits de développement "Tarfa 6".

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **37.8** mille barils/j à fin avril **2019** à **36.4** mille barils/j à fin avril **2020**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle en 2016-2017-2018-2019-2020.





A signaler que la production courant le mois d'avril a augmenté de 3% par rapport à avril 2019.

La production dans les différentes concessions continue à un rythme normal, en dépit de la baisse due au déclin naturel au niveau des principaux champs pétroliers, nous n'avons pas enregistré des perturbations significatives de la production au cours de la période de confinement.

Néanmoins, nous avons enregistré une suspension ou un report de forage ou de maintenance sur certains puits ce qui va avoir des répercussions négatives sur la production dans les mois à venir.

II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2019	A fin avril				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 000	1 385,2	711,6	645,7	-9%	-7%
Production nationale	1 555	934,9	533,1	527,3	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	572	482,2	175,3	181,6	4%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	296	105,2	107,8	94,0	-13%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	176	76,4	60,3	53,0	-12%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	401	164,1	154,3	133,8	-13%	-2%
<i>Maamoura et Baraka</i>	10	4,0	2,4	10,0	322%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	101	103,1	33,0	37,6	14%	-10%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	0	0,0	0,0	17,2	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	445	450,3	178,5	118,5	-34%	-12%
Achats	3 121	175,1	896,0	830,6	-7%	17%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 222	1539,1	790,7	717,5	-9%	-7%
Production nationale	1 728	1038,8	592,3	585,9	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	635	535,8	194,7	201,8	4%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	329	116,9	119,8	104,4	-13%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	196	84,9	67,0	58,9	-12%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	445	182,3	171,4	148,7	-13%	-2%
<i>Maamoura et Baraka</i>	11	4,4	2,6	11,1	322%	-
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	112	114,5	36,7	41,8	14%	-10%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	0	0,0	0,0	19,1	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	494	500,3	198,3	131,6	-34%	-12%
Achats	3 467	194,6	995,5	922,9	-7%	17%

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

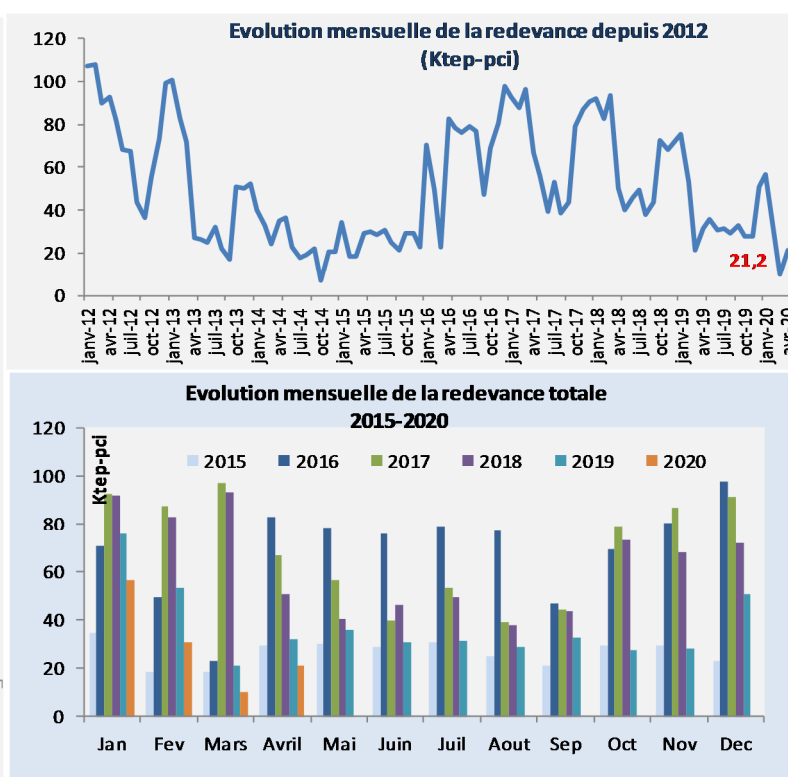
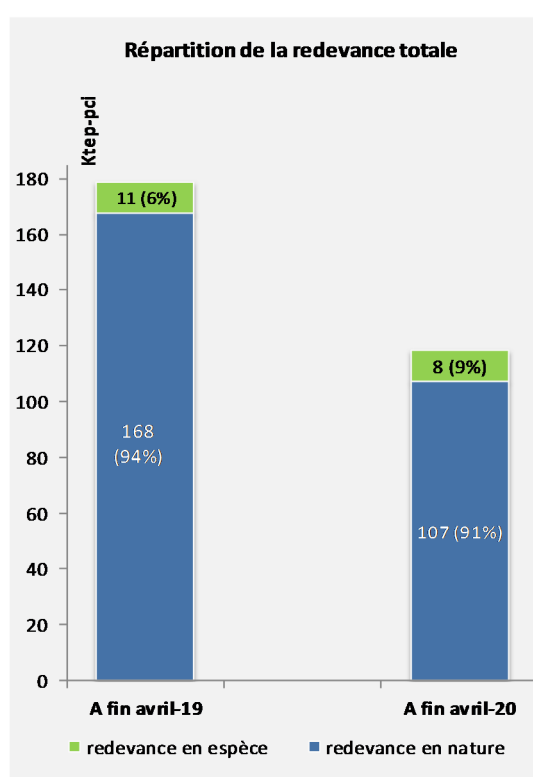
(2) Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

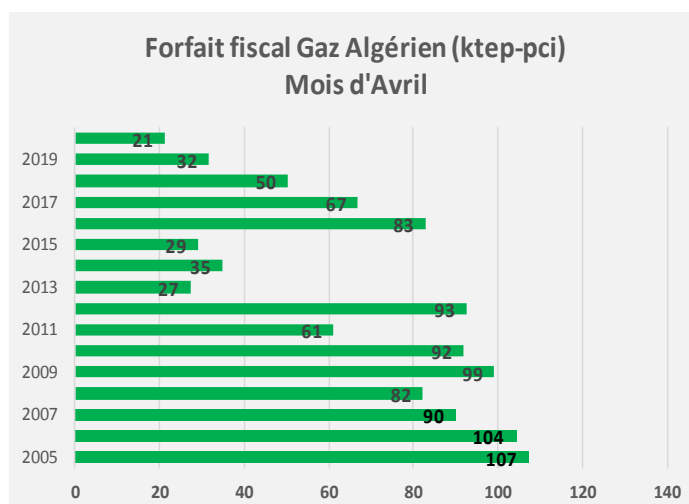
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **646 ktep**, à fin avril 2020, enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la chute du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de **34%**. La production n'a baissé, par contre que de **1%**. Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Début de commercialisation du gaz vers le STEG le 29/03/2020, cependant, la production s'est arrêtée à partir du 25/04/2020 suite à des problèmes techniques.
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **13%**, des perturbations répétitives persistent depuis mars **2018** suite à des problèmes techniques.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **13%**,
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**-34%**) à fin avril **2020** par rapport à fin avril **2019**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quasi-totalité de la redevance est cédée à la STEG.



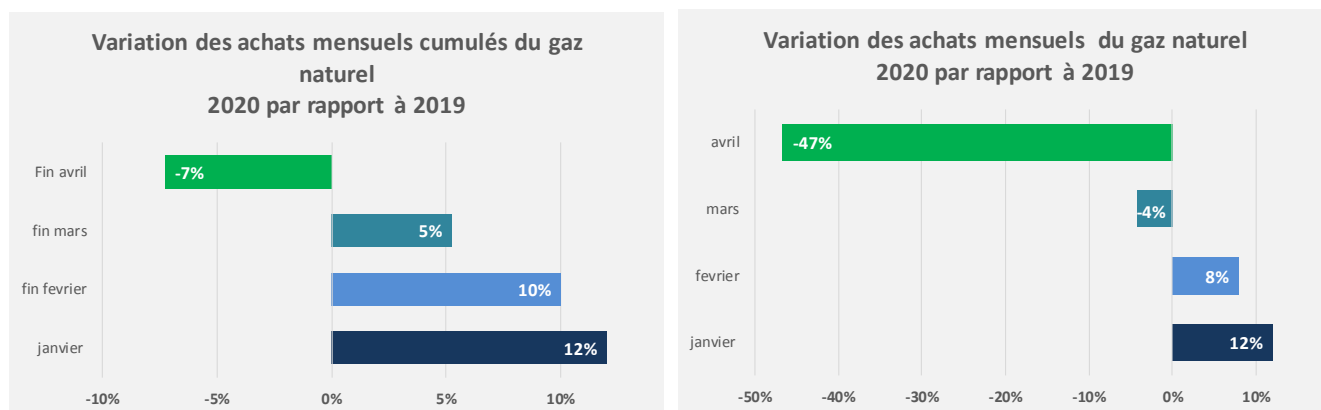
Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative ces derniers mois, la pandémie qui a touché l'Europe est notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Nous avons enregistré en cours du mois d'avril 2020 la plus faible quantité comme le montre le graphique suivant :



Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **7%**, entre fin avril **2019** et fin avril **2020**, pour se situer à **830 ktep** et ceci à cause du ralentissement économiques après les mesures de confinement.

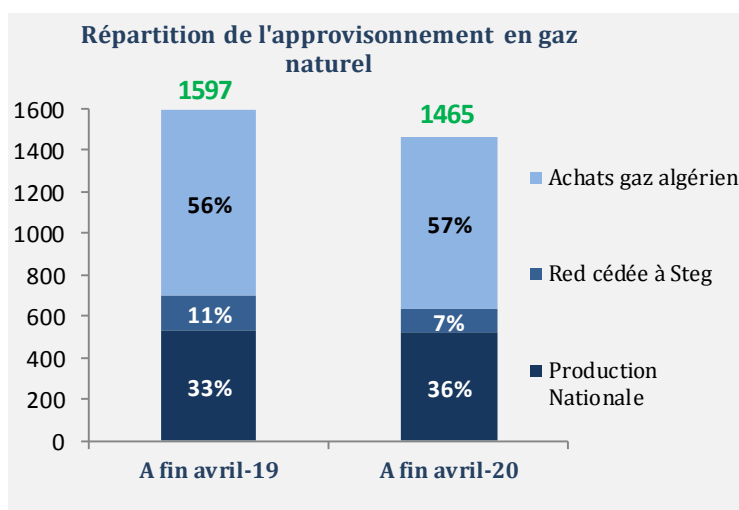
A noter que les achats ont baissé en cumul, en avril, pour la première fois en 2020, à cause de la pandémie de corona. Néanmoins, même si les quantités importées étaient en hausse auparavant, le taux d'évolution a commencé de baisser à partir du mois de février 2020.



Ainsi les achats ont passé d'une hausse de **12%** en janvier 2020 à 10% à fin février, à 5% à fin mars 2020 pour baissé de **7%** à fin avril **2020**. D'ailleurs, les achats ont baissé courant le mois d'avril 2020 par rapport à avril 2019 de **47%**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **8%** entre fin avril **2019** et fin avril **2020** pour se situer à **1465ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Hausse de la participation du gaz national de **33%** à **36%**.
2. Baisse de la part de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **11%** à **7%**
3. Légère hausse de la participation des achats du gaz algérien de **56%** à **57%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2019 (1)	A fin avril 2020 (2)	Var (%) (2)/(1)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	0,764	8,05	954%	
Essence Sans Pb	0,0	0,00	-	
Petrole Lampant	0,41	11,53	2693%	
Gasol ordinaire	5,29	159,23	2911%	
Fuel oil BTS	6,42	135,31	2009%	
Virgin Naphta	5,70	96,82	1599%	
White Spirit	0,00	2,11	-	
Total production STIR	18,6	413,1	2123%	
Taux couverture STIR (3)	1,3%	33,9%	2593%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	0,4%	14,8%	3290%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement de la raffinerie	6	108	1700%	

Il convient de rappeler la reprise de la production au niveau de la raffinerie à partir du **26 novembre 2019**.



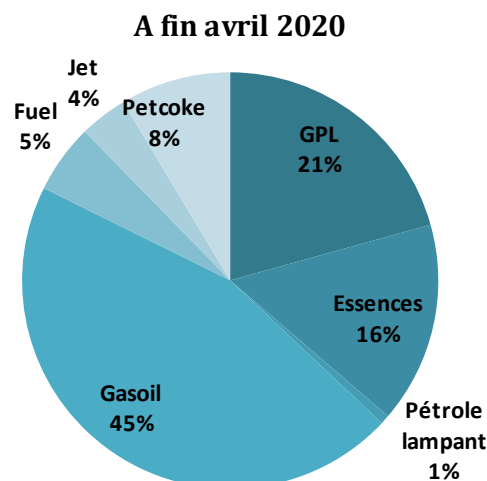
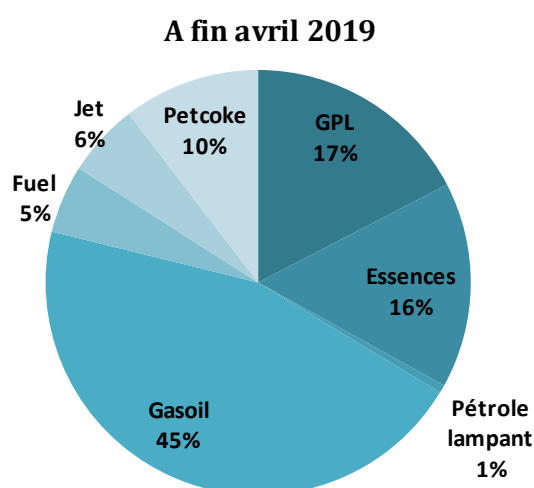
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

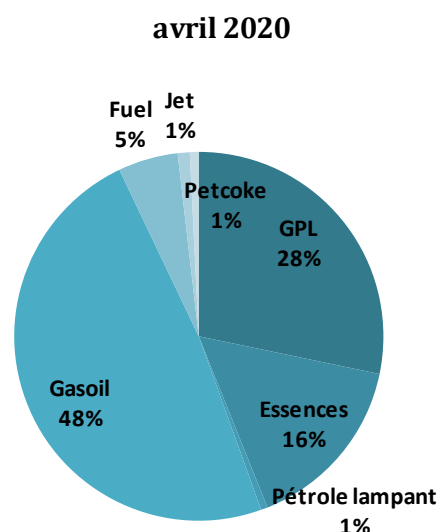
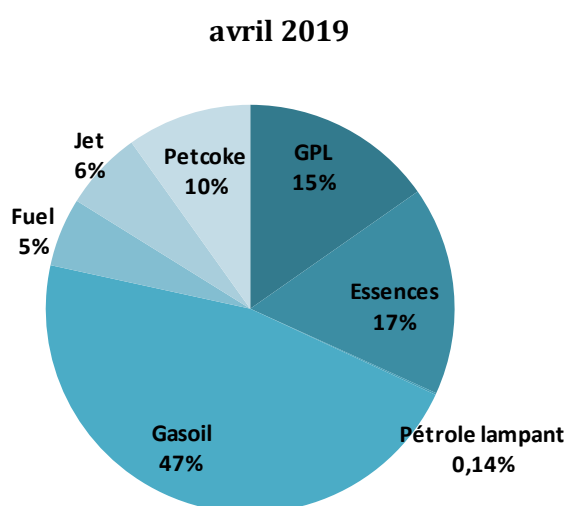
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2019	A fin avril				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM(%)
GPL	666	190,1	256,8	252,4	-2%	3%
Essences	746	150,3	232,1	190,4	-18%	2%
Essence Super	0	0,7	0,0	0,0	-	-
Essence Sans Pb	728	149,6	226,4	186,2	-18%	2%
Essence premium	18	0,0	5,7	4,2	-25%	-
Pétrole lampant	17,8	27,8	8,6	8,9	3%	-11%
Gasol	2055	603,8	667,7	552,9	-17%	-1%
Gasol ordinaire	1674	573,5	555,5	457,9	-18%	-2%
Gasol SS	374	30,3	110,2	93,1	-15%	12%
Gasol premium	7	0,0	2,0	1,8	-10%	-
Fuel	234	112,5	76,7	65,5	-15%	-5%
STEG & STIR	6	5,3	1,7	9,5	463%	6%
Hors (STEG & STIR)	228	107,2	75,0	56,1	-25%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	1,9	0,0	0,0	-	-100%
Jet	311	52,7	82,2	45,4	-45%	-1%
Coke de pétrole	446	98,4	153,9	104,8	-32%	1%
Total	4476	1237,5	1477,9	1220,2	-17%	-0,1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4470	1230,3	1476,2	1210,7	-18%	0%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les quatre premiers mois de **2019** et les quatre premiers mois de **2020**, une baisse de **17%** pour se situer à **1220 ktep**. Cette baisse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement notamment le confinement total à partir du 22 mars 2020 pour limiter la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une baisse de la demande des essences de **18%**, du gasoil de **17%**, du jet de **45%** et de coke de pétrole de **32%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin avril **2019** et fin avril **2020**.



Par contre, une profonde mutation a été observée entre le mois d'avril **2019** et le mois d'avril **2020** notamment la part du jet qui est passée de **6%** à **1%**, la part du GPL qui est passée du **15%** à **28%** et la part de Pet coke qui est passée de **10%** à **1%**.



La consommation de carburants routiers a diminué, à fin avril **2020**, de **17%** par rapport à fin avril **2019**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers. Elle a diminué de plus de **51%** courant le mois d'avril 2020.

La consommation de gasoil total a diminué de **17%** par rapport au niveau de l'année dernière et de même celle des essences de **18%**. Elle a diminué de **50%** pour le gasoil et **55%** pour les essences courant le mois d'avril 2020.

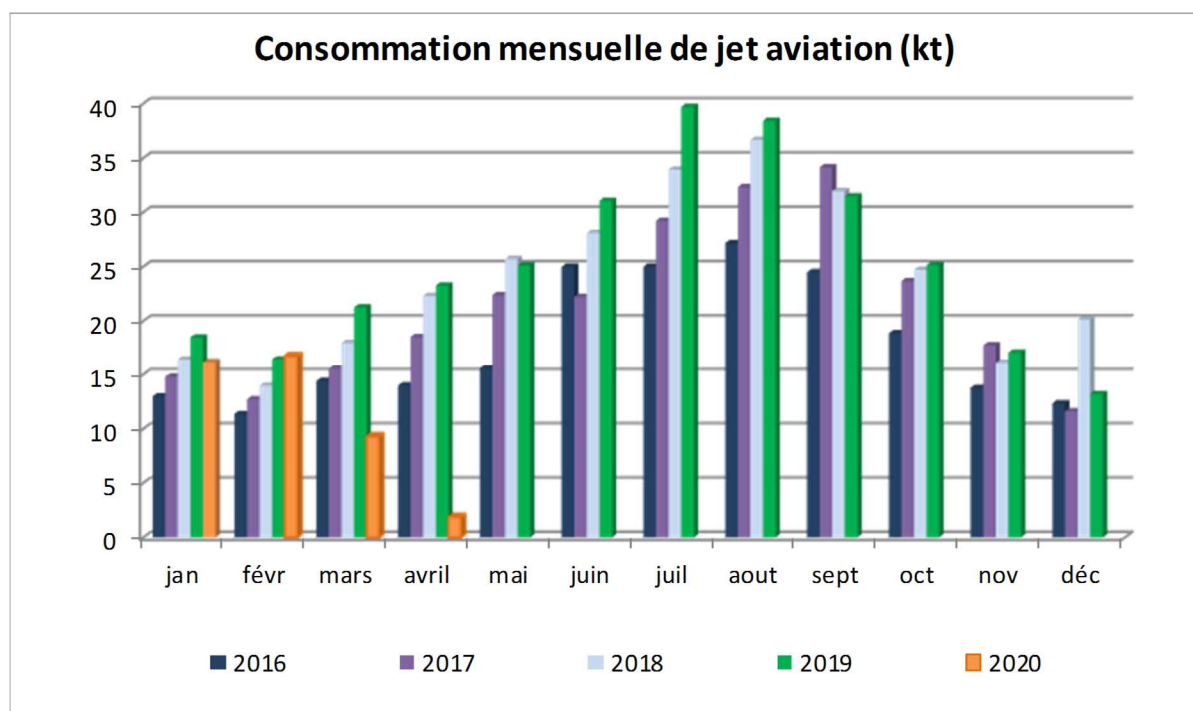
La consommation de GPL a diminué de 2% entre fin avril 2019 et fin avril 2020. Les températures ont été relativement douces courant les deux premiers mois de 2020 par rapport à la même



période de 2020, la plus grande évolution a été observée courant le mois de mars 2020 (+13%) suivi d'une baisse de 12% courant le mois d'avril. Ceci démontre que les ménages se sont surapprovisionnés durant les premiers jours de confinement par crainte d'une pénurie ce qui s'est répercuté sur les ventes du mois d'après.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **32%** entre fin avril **2019** et fin avril **2020** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries qui ont arrêté leur activité depuis le début de confinement, une petite reprise de l'activité a été observée durant la dernière semaine du mois d'avril 2020.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **45%** courant les quatre premiers mois de 2020 par rapport à la même période de l'année précédente. Elle a baissé de **92%** courant le mois d'avril 2020 à cause de la fermeture de l'espace aérien.





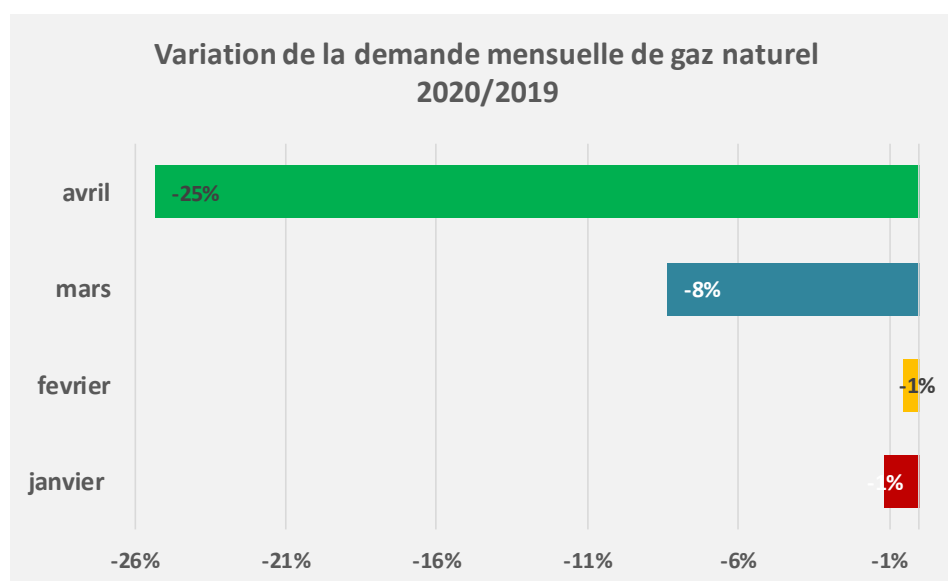
II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin avril				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM%) (3)/(1)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	5 077	1 348	1 592	1 459	-8,4%	1%
Production d'électricité	3 777	923	1 049	1 036	-1%	1%
Hors prod élec	1 300	425	543	423	-22%	0%
Haute pression	332	125	115	77	-33%	-5%
Moy&Basse pression	967	299	429	346	-19%	1%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 641	1 498	1 769	1 621	-8,4%	1%
Production d'électricité	4 197	1 026	1 166	1 151	-1%	1%
Hors prod élec	1 444	472	604	470	-22%	0%
Haute pression	369	139	127	85	-33%	-5%
Moy&Basse pression	1 075	333	476	385	-19%	1%

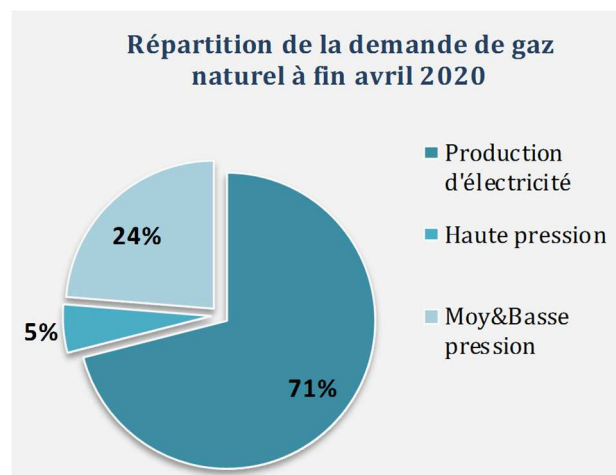
La demande totale de gaz naturel a enregistré une diminution de **8,4%** entre fin avril **2019** et fin avril **2020** pour se situer à **1459ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère diminution de **1%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **22%**.

La demande a enregistré une baisse significative de **25%** courant le mois d'avril **2020** par rapport au mois d'avril **2019** à cause de l'arrêt de la plupart des activités économiques.



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (71% de la demande totale courant les quatre premiers mois de 2020), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à 97%.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de 22% pour se situer à 423 ktep. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de 19% et celle des clients haute pression de 33%.



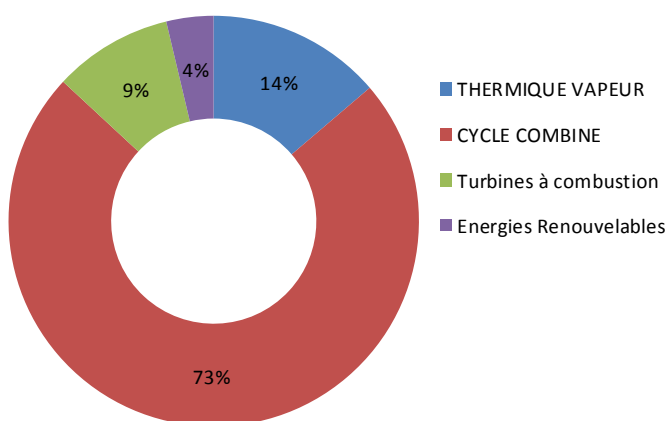
Cette diminution au niveau des clients MP-BP qui a commencé depuis le début de l'année est due essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les 2 premiers mois de 2020 par rapport à la même période de l'année précédente et à la baisse des activités économiques courant le mois de mars et avril 2020 (essentiellement pour la moyenne pression).

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une augmentation de 2% entre fin avril 2019 et fin avril 2020 pour passer de 206.1 tep/GWh à 209.2 tep/GWh.

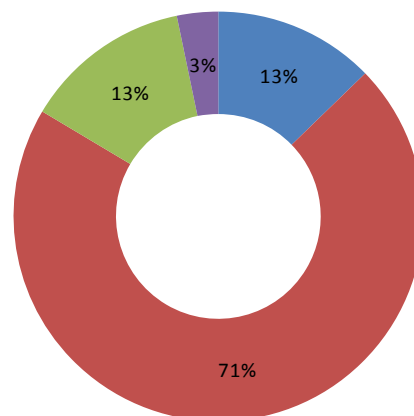
D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une baisse de 3% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a diminué de 1%.

En effet, nous avons noté une diminution à 71% de la part des cycles combinés dans la production courant les 4 premiers mois de 2020 contre 73% courant les 4 premiers mois de 2019 suite à l'arrêt de quelques centrales à cycle combiné pour maintenance avant la saison estivale.

Répartition de la production électrique par moyen de production



fin avril 2019



fin avril 2020

3 Exploration et développement



	Réalisé 2019	Avril		A fin Avril	
		2019	2020	2019	2020
Nb de permis octroyés	6	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	2	0	0	0	0
Nb total des permis	25	21	25	21	25
Nb de forages explo.	6	1	0	1	1
Nb forages dévelop.	5	1	0	2	2
Nb de découvertes	4	0	1	1	2

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin avril 2020, est de **25** dont **17** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **86 451 km²**. Le nombre total de concessions est de **56** dont **42** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Exploration

Acquisition sismique à fin avril 2020

- Pas de nouvelle opération d'acquisition à fin avril **2020**.

Fin des opérations d'acquisition sismique entamé en 2019 :

- Démarrage, le **1^{er} août 2019**, des opérations d'acquisition sismique sur les permis « Zaafrane » et « Douiret » : acquisition de **934 Km² 3D** au total dont **745 km²** en **2019**, fin des opérations le 08/02/2020.

Forage d'un nouveau puits d'exploration à fin avril 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Baraka PC- 1	Baraka	29/02/2020	Profondeur actuelle : 1659 m Arrêt des opérations de forage le 29/03/20 à cause du COVID-19

Poursuite de Forage de deux puits d'exploration entamés en 2019

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	DebbechB	Debbech	30/11/2019	Profondeur finale : 4260 Notification d'une découverte
02	Baraka 2 Dir	Baraka	15/12/2019	Profondeur finale : 3035 Notification d'une découverte

- Notification d'une découverte courant le mois de février 2020 : Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Baraka 2 Dir**", foré en **2019** sur la concession "Baraka", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **4000** bbl/j d'huile et **80000** m³/j du gaz
- Notification d'une découverte courant le mois d'avril 2020 : Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Debbech B**", foré en **2019** sur le concession "Debbech", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **720** bbls/j d'huile et **22000** m³de gaz

Développement

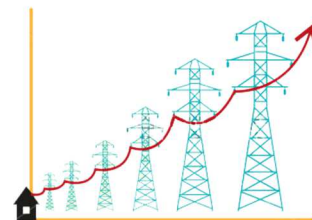
Forage de deux nouveaux puits de développement à fin avril 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	KRD SW 2	Debbech	16/02/2020	51	Arrêt des opérations de forage le 17/02/2020 vu l'instabilité de la plate-forme
02	LA-E3	Laarich	09/03/2020	3573	Opérations de forage en cours

- 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. Remise des opérations de forages prévue et début de production prévu en 2020.

III- Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2019	2010 (1)	A fin avril 2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	17007	3 326	4 726	4548	-4%	3%
FUEL + GASOIL	0,4	2,190	0,220	16	7002%	22%
GAZ NATUREL	16441	3260	4507	4348	-3,5%	3%
HYDRAULIQUE	66	13,35	25,91	10	-60%	-2%
EOLIENNE	500	51	193	175	-10%	13%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0,0	0,0	0,1	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3071	1077	1148	1135	-1%	1%
ACHAT TIERS	155	27	58,0	52	-10%	7%
PRODUCTION NATIONALE	20233	4 430	5 932	5 735	-3%	3%
Production pour marché local	20075	4 450	5 951	5 574	-6%	2%

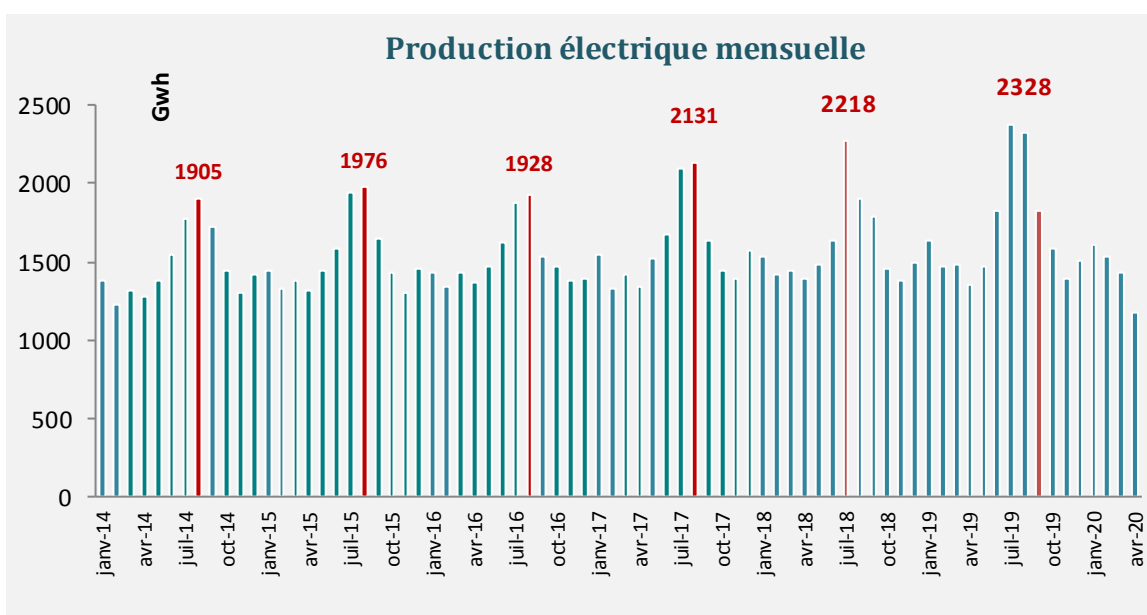
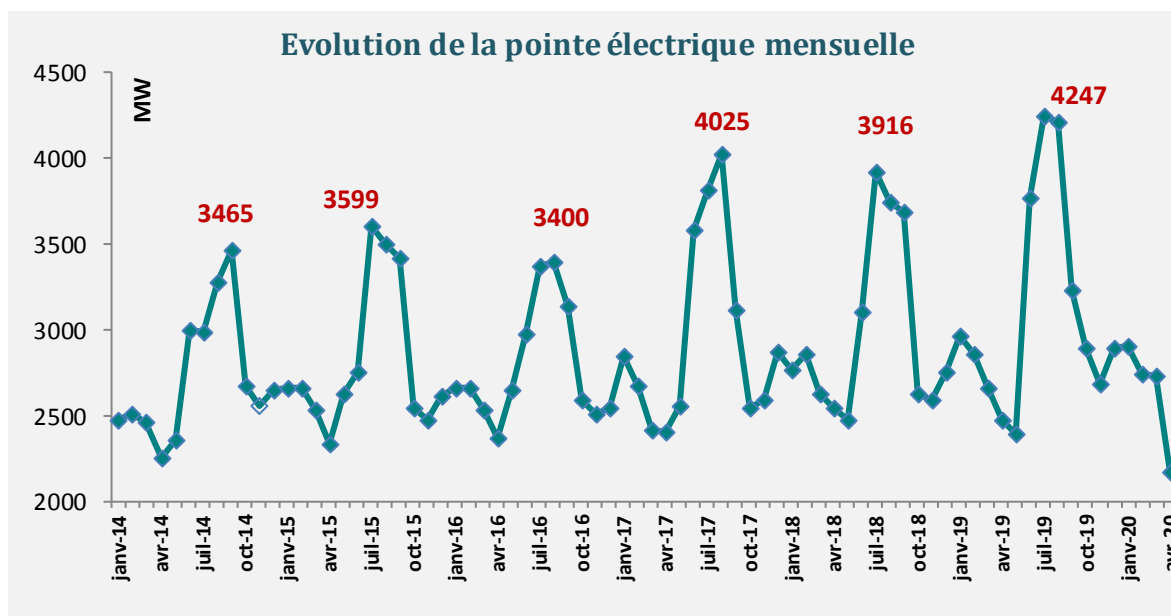
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

La production totale d'électricité a enregistré durant les **4** premiers mois de **2020** une diminution de **3%** pour se situer à **5735 Gwh** (hors autoproduction consommée) contre **5932GWh** durant les **4** premiers mois de **2019**. La production destinée au marché local a diminué de **6%**.

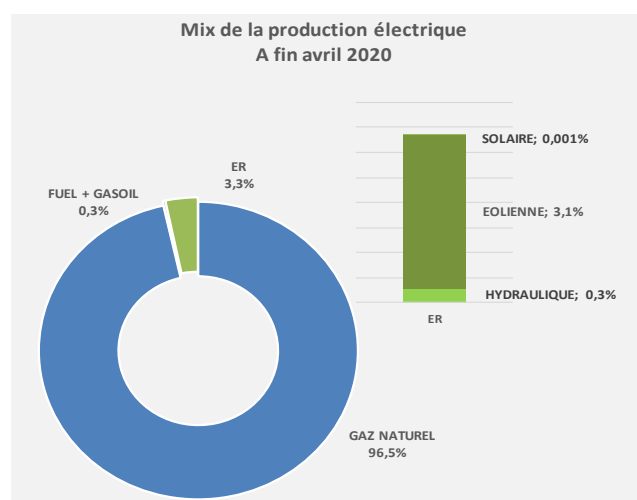
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de **312 mégawatts (MW)**. Cette centrale, dont la deuxième tranche s'achèvera en **2020**, a une capacité globale de **624 MW**.

La pointe a enregistré une diminution de **2%** pour se situer à **2902 MW** à fin avril 2020 contre **2962 MW** à fin avril 2019. Elle a baissé de plus de 12% entre avril 2019 et avril 2020 (1170 MW) soit le plus bas niveau depuis des années.

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 **80%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG +IPP) s'est maintenue. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3,3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à **fin avril 2020**.



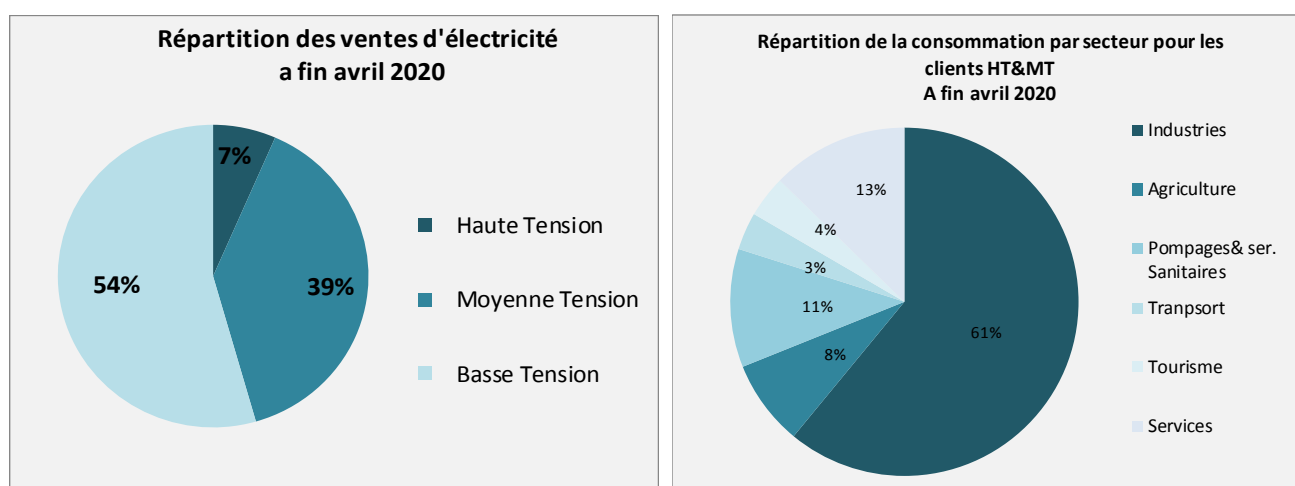
VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2019	A fin avril			Var (%)	TCAM (%)
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	(3)/(2)	(3)/(1)
VENTES**						
Haute tension	1264	408	415	314	-24%	-3%
Moyenne tension	6973	1800	2089	1867	-11%	0%
Basse tension	8129	1794	2629	2608	-1%	4%
TOTAL VENTES **	16367	4 002	5 133	4 789	-6,7%	1,8%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **7%** entre fin avril 2019 et fin avril 2020. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **24%** et celles des clients de la moyenne et basse tension de **11%**.



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 61% de la totalité de la demande des clients HT&MT durant les 4 premiers mois de 2020.

2 Energies renouvelables



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin à fin avril 2020

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
PV	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) Finalisation des accords de projet (mai 2020) Approbation ARP et entrée en Vigueur (Juillet 2020)
			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
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projet (mai 2017)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 5 sociétés de projet
		2 ^{ème} appel à projet (mai 2018)	Soumission des offres (09 janvier 2020): Evaluation en cours. Octroi des accords de principe mai 2020
		3 ^{ème} appel à projet (juillet 2019)	
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	70 MW installés*
		MT/HT	146 autorisations octroyées pour une puissance totale de 26MW*
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 93%
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 56%

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

* Réalisations à fin mars 2020

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
ONE	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.