

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, fin septembre 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

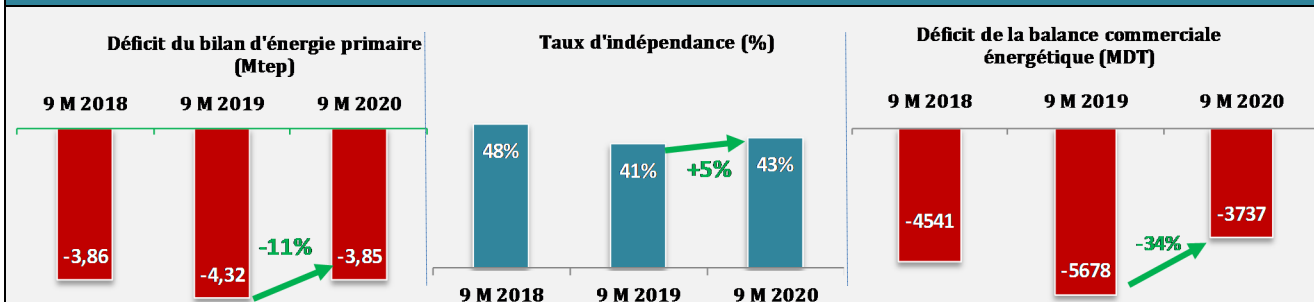
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

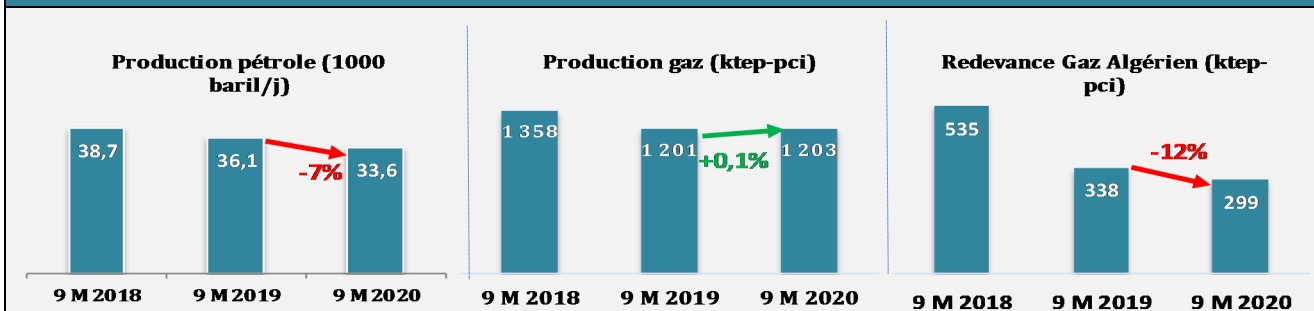


Faits marquants des neuf premiers mois de 2020

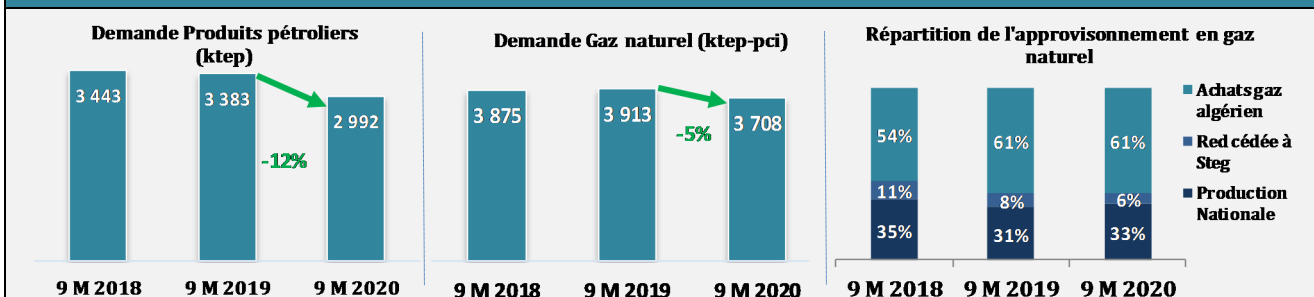
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



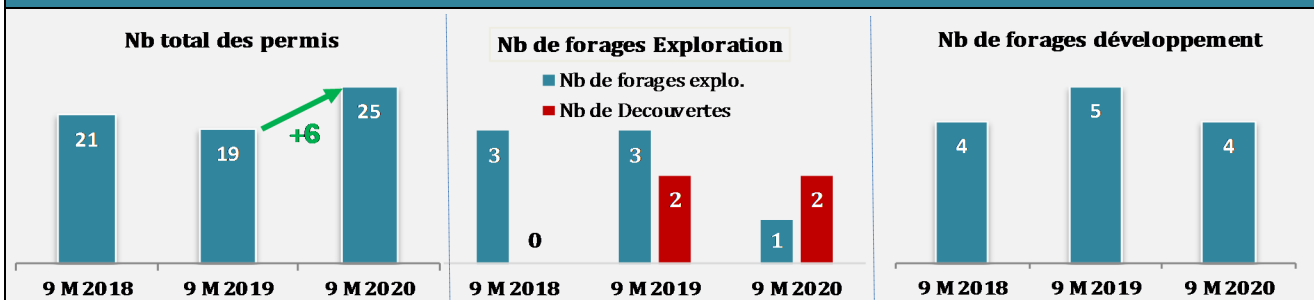
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



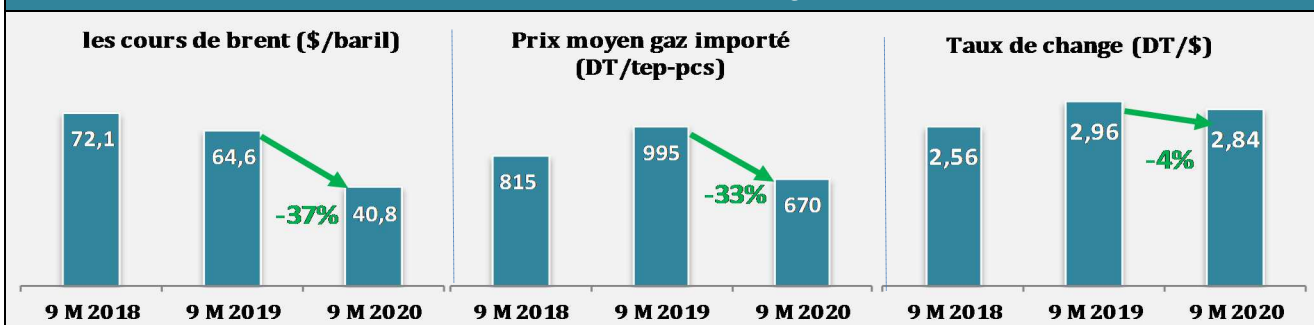
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I. Bilan et Economie d'Energie

Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2019	A fin septembre				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3957	5530	3013	2884	-4%	-6%
Pétrole ⁽¹⁾	1727	2546	1316	1238	-6%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	151	169,6	123	111	-9%	-4%
Gaz naturel	2030	2804	1540	1502	-2%	-6%
Production	1585	2018	1201	1203	0,1%	-5%
Redevance	445	786	338	299	-12%	-9%
Elec primaire	49	11,0	34,9	33	-5%	12%
DEMANDE	9660	6041	7331	6733	-8%	1%
Produits pétroliers	4494	2748	3383	2992	-12%	0,9%
Gaz naturel	5118	3282	3913	3708	-5%	1%
Elec primaire	49	11,0	35	33	-5%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5703	-511	-4318	-3849		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6148	-1297	-4656	-4148		

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

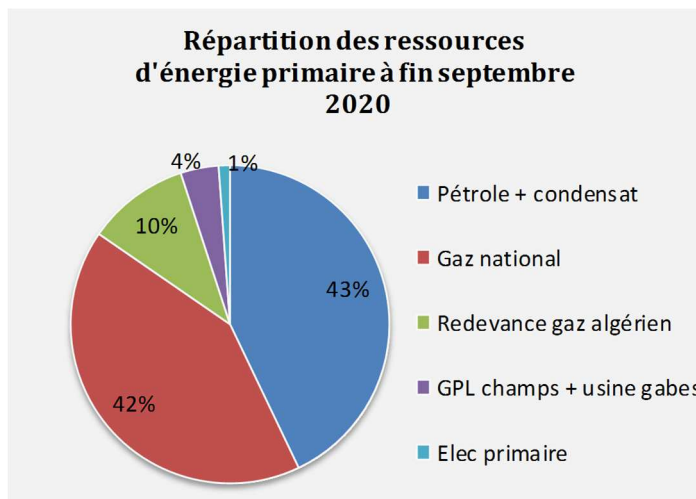
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

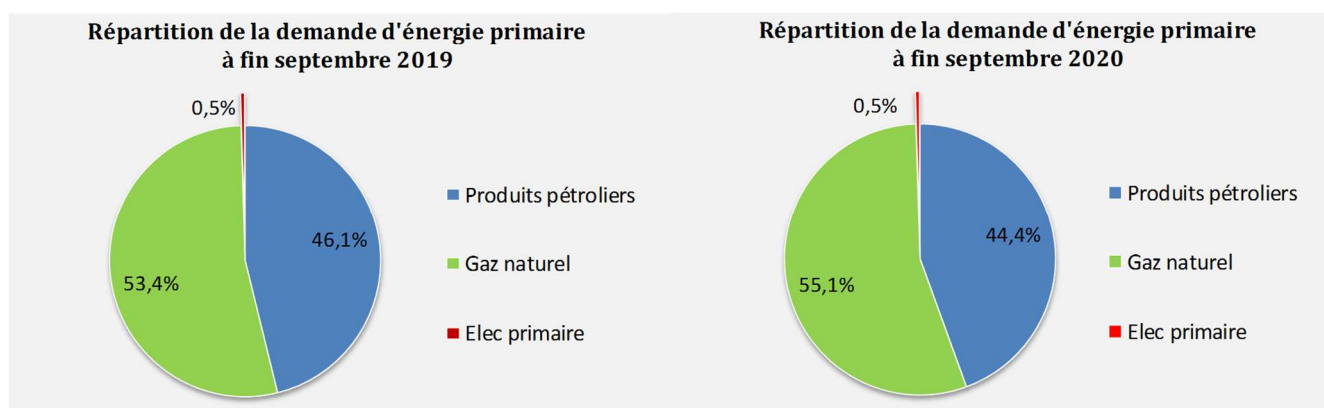
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2,9 Mtep** à fin septembre **2020**, enregistrant ainsi une baisse de **4%** par rapport à la même période de l'année précédant à cause, surtout, de la baisse de la production de pétrole brut.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **85%** 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 **8%** entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020** pour passer de **7.3 Mtep** à **6.7 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **5%** et celle des produits pétroliers de **12%**.

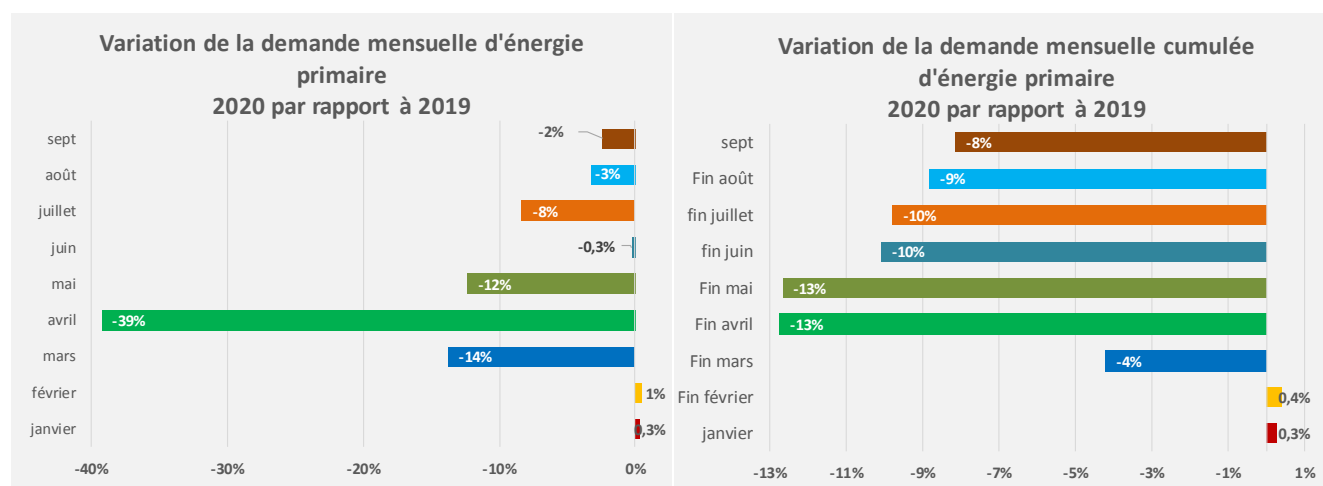
La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet le gaz naturel qui représente **53%** à fin septembre **2019** est passé à **55%** à fin septembre **2020**. La demande des produits pétroliers est passé de **46%** à fin septembre **2019** à **44%** à fin septembre **2020**.



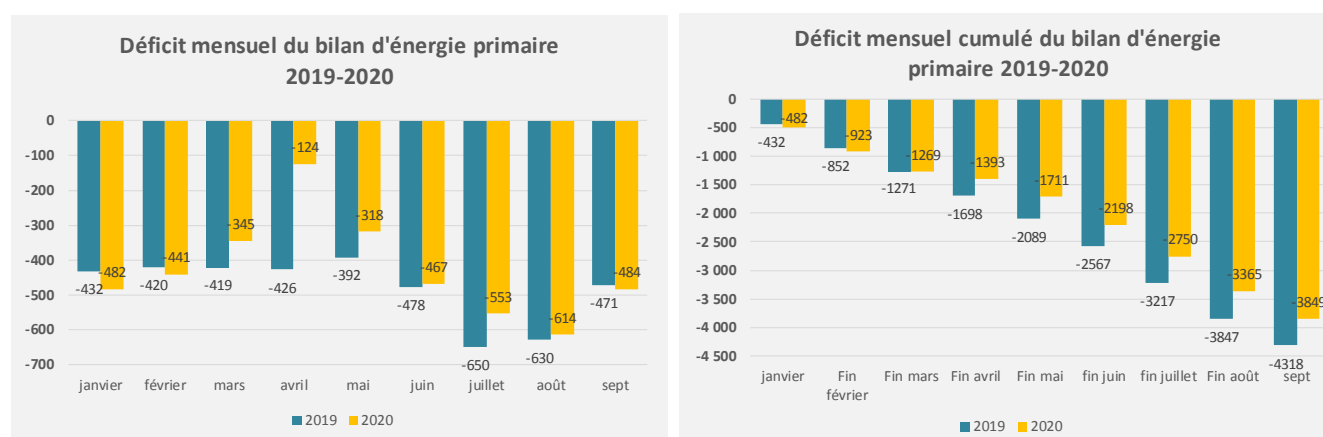
En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre 2020, **un déficit de 3.8 Mtep** contre un déficit enregistré à fin septembre **2019** de **4.3 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **43%** à fin septembre **2020** contre **41%** à fin septembre **2019**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** durant les **9** premiers mois de **2020** contre **37%** durant les **9** premiers mois de **2019**. Pour mesurer l'impact du COVID-19 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 **39%** durant le mois d'**avril 2020**. Par contre, durant le mois de juin **2020**, on constate que la variation de la demande a enregistré une légère baisse de **0.3%** pour atteindre les mois d'après **9%** et **3%**. Pour le mois de septembre, la demande a enregistré une baisse de **2%** ce qui a engendré une baisse cumulée de **8%** durant les **9** 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. Un déconfinement progressif en trois étapes a commencé à partir du **4** mai 2020 : la première étape s'est étalée du **4** au **24** mai, la seconde du **24** mai au **4** juin, tandis que la troisième a commencé le **4** juin et a pris fin le **14** du même mois.



Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **18%** en mars 2020, de **71%** en avril, de **19%** en mai 2020, de **2%** en juin 2020, de **19%** en juillet 2020 et de **2%** en août 2020. Par contre le déficit a enregistré une hausse de **3%** en septembre **2020**. Ce qui engendré une diminution du déficit de **11%** en cumul à fin septembre **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 septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				1331	1356	2%	1856	1077	-42%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	1215,2	744,8	-39%	1246,7	762,3	-39%	1769,1	561,7	-68%
ETAP	929,0	467,7	-50%	953,3	478,2	-50%	1351,5	380,0	-72%
PARTENAIRES	286,2	277,1	-3%	293,3	284,1	-3%	417,6	181,7	-56%
GPL Champs	30,2	30,4	1%	33,4	33,6	1%	32,5	25,7	-21%
ETAP	16,9	18,1	7%	18,6	20,0	7%	18,2	15,4	-16%
PARTENAIRES	13,4	12,3	-8%	14,8	13,6	-8%	14,3	10,4	-28%
PRODUITS PETROLIERS	21,0	496,7	2265%	21,9	497,0	2173%	30,2	450,8	1391%
Fuel oil (BTS)	0,0	323,9	-	0,0	317,1	-	0,0	299,9	-
Virgin naphta	21,0	172,8	723%	21,9	179,9	723%	30,2	150,9	399%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				29,4	63,3	115%	23,75	38,60	63%
IMPORTATIONS				5930	5646	-5%	7533	4813	-36%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	0,0	619,1	-	0,0	632,7	-	0,0	630,2	-
PRODUITS PETROLIERS	3175,0	2432,6	-23%	3182,4	2438,6	-23%	4870,7	2488,8	-49%
GPL	361,6	334,7	-7%	400,0	370,1	-7%	491,9	379,1	-23%
Gasoil ordinaire	1167,8	804,2	-31%	1199,3	825,9	-31%	2076,4	949,5	-54%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	289,6	266,5	-8%	297,4	273,7	-8%	526,9	301,3	-43%
Jet ⁽⁶⁾	250,1	79,9	-68%	258,8	82,7	-68%	478,5	104,1	-78%
Essence Sans Pb	507,3	490,1	-3%	530,1	512,2	-3%	943,8	590,5	-37%
Fuel oil (HTS)	184,3	118,1	-	180,5	115,6	-	206,0	75,2	-64%
White spirit	2,2	0,0	-	2,3	0,0	-	7,0	0,0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	412,1	339,1	-18%	314,0	258,4	-18%	140,3	89,2	-36%
GAZ NATUREL				2747,3	2575,0	-6%	2662,8	1694,4	-36%
Redevance totale ⁽²⁾				338,5	299,3	-12%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				2408,8	2275,7	-6%	2662,8	1694,4	-36%

(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

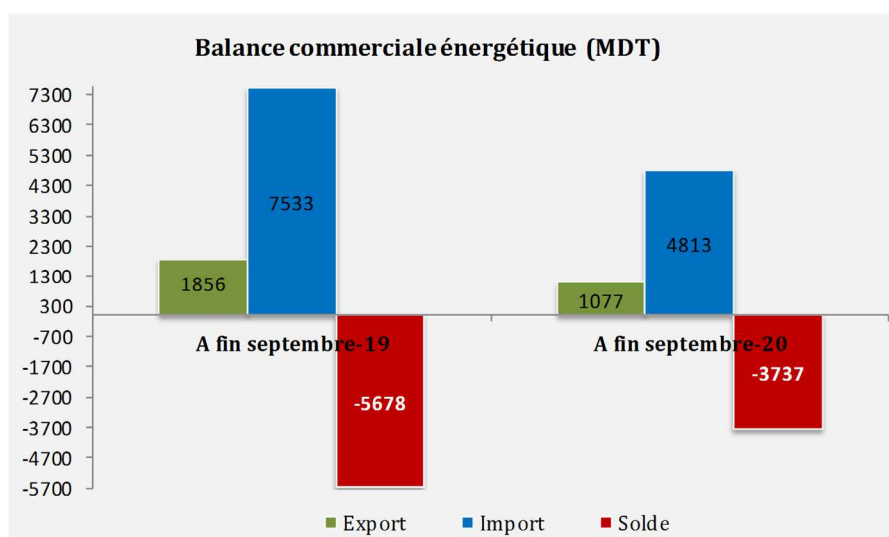
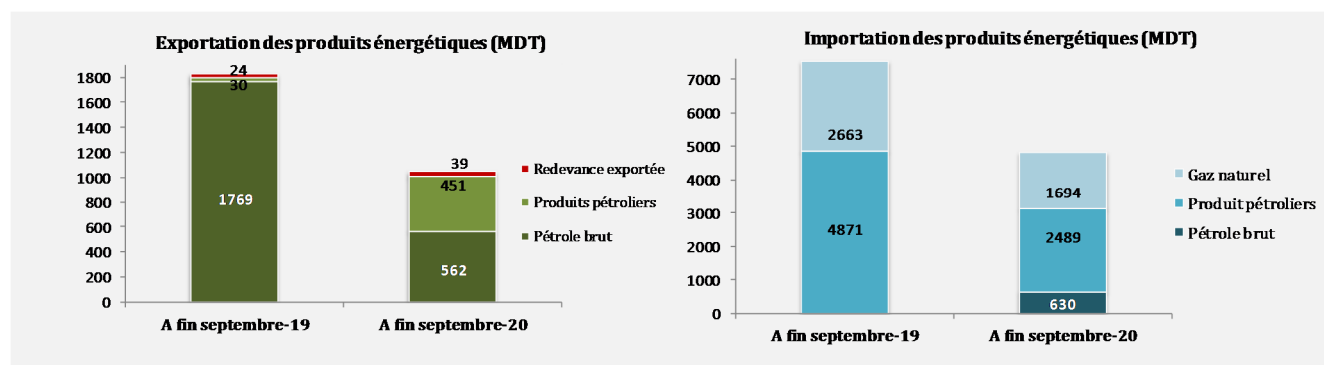
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

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

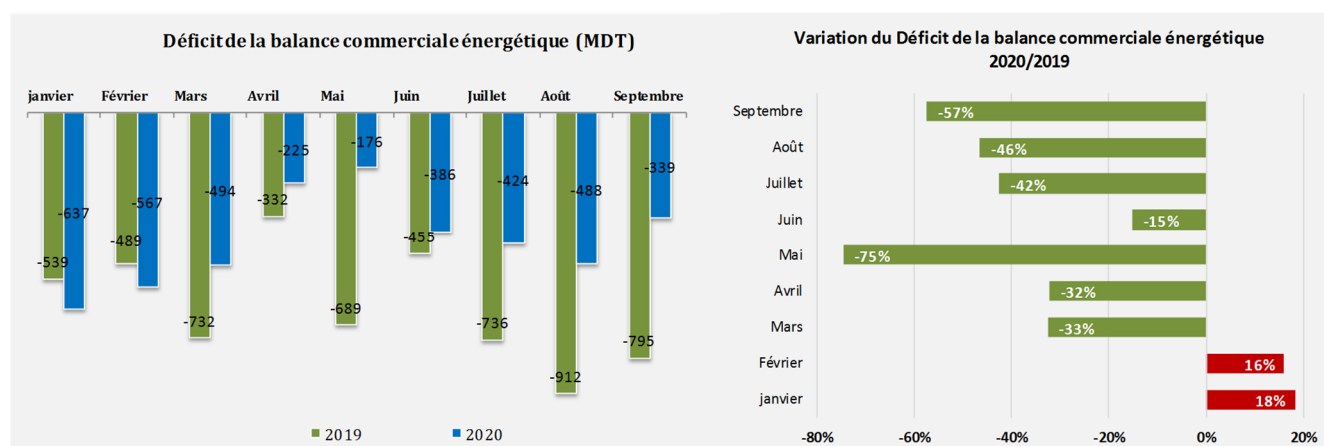
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

(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 baisse en valeur de **42%** accompagné par une baisse des importations en valeur de **36%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **5678 MDT** durant les 9 premiers mois de **2019** à **3737 MDT** durant les 9 premiers mois de **2020**, soit une diminution de **34%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

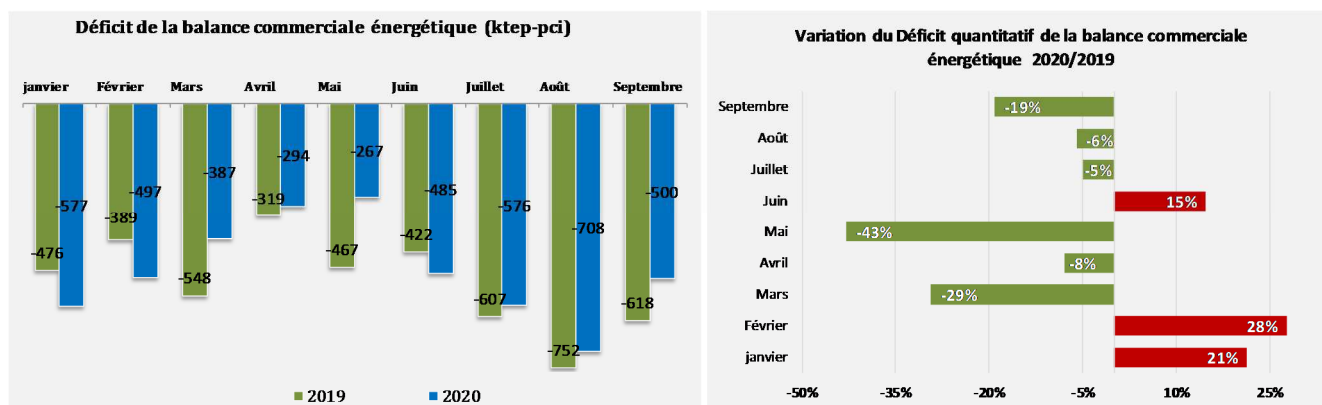


En calculant le déficit mensuel de la balance commerciale durant 2020 par rapport à **2019**, nous avons remarqué qu'il a baissé courant le mois de septembre **2020** de **57%** par rapport au mois de septembre **2019**:

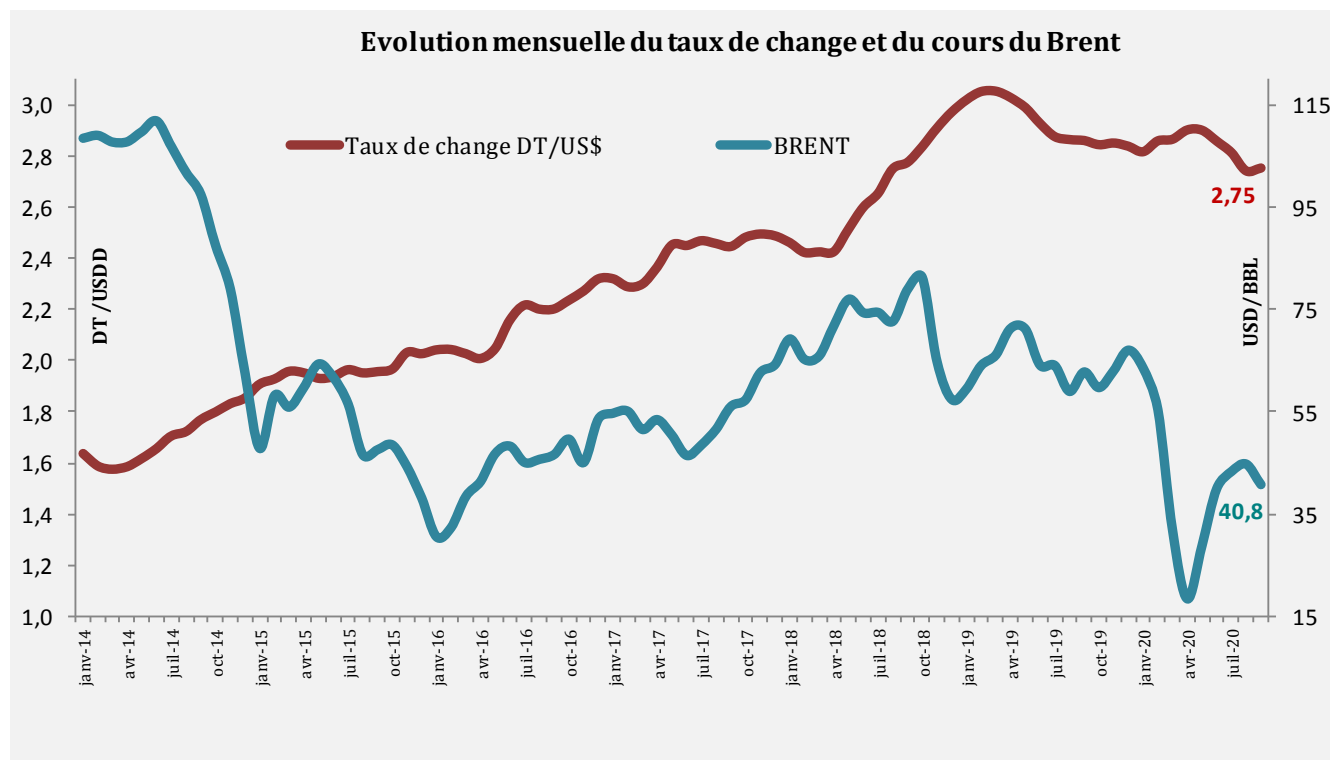


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

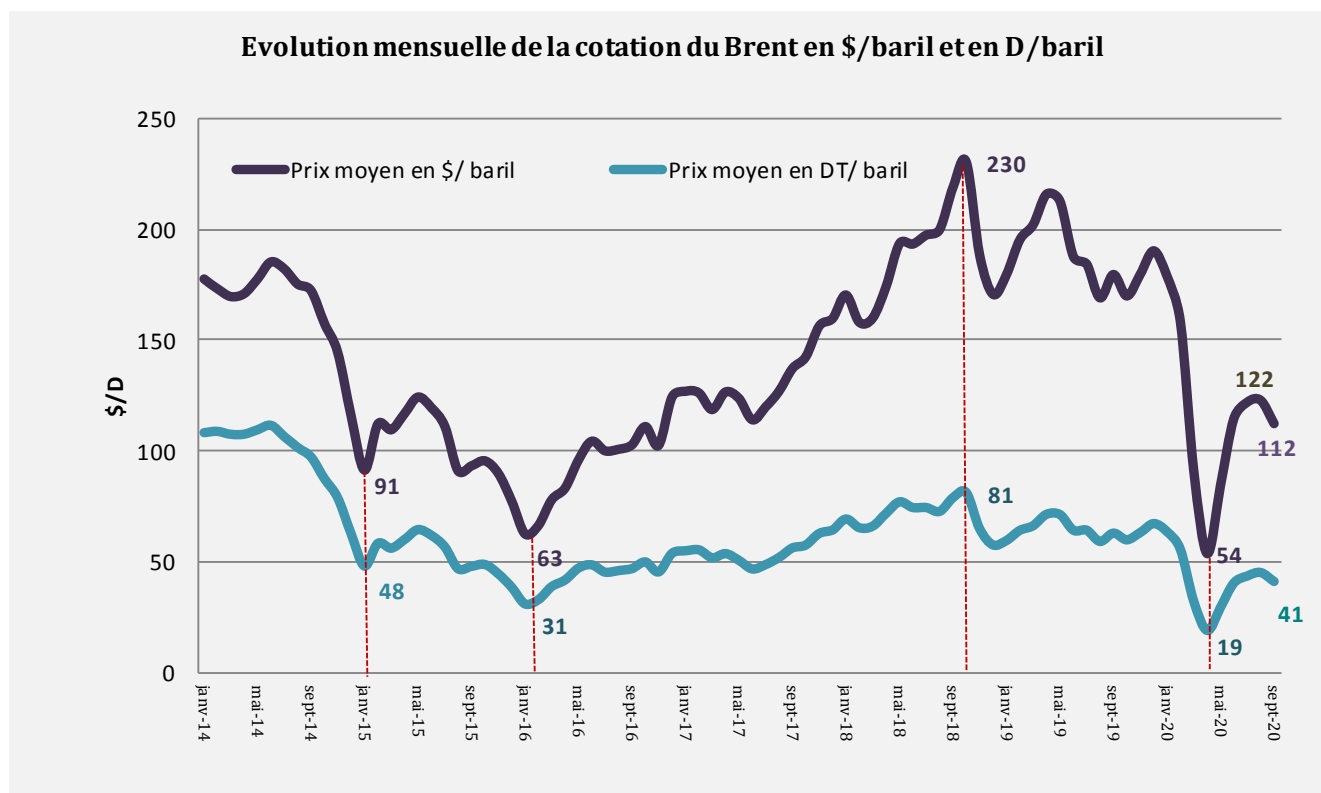
Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a nettement baissé (+) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **19% (+)** courant le mois de septembre 2020 par rapport à septembre 2019 comme le montre le graphique suivant :



En effet, Durant le mois de septembre 2020, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **22 \$/bbl** : **40.8 \$/bbl** courant septembre 2020 contre **62.8 \$/bbl** courant septembre 2019 et ont enregistré une baisse de **4 \$/bbl** par rapport à août 2020.



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.

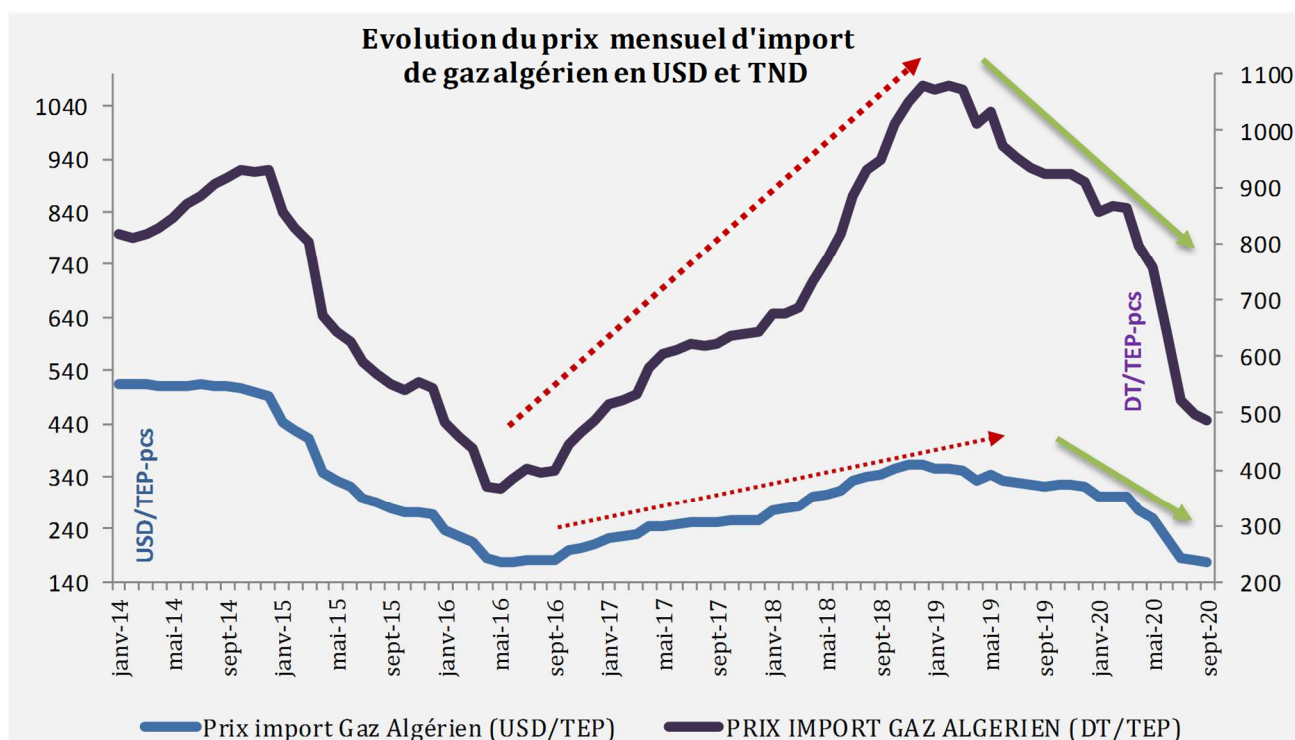


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre les 9 premiers mois de **2019** et 9 premiers mois de **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **37%** : **64.6 \$/bbl** contre **40.8 \$/bbl**.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre 9 premiers mois de **2019** et 9 premiers mois de **2020**, 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 **33%** en DT et de **30%** en \$ entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020**.



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 corrélié au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois.

(++) Les importations des produits pétroliers ont diminué par rapport à la même période de l'année précédente de **23%** en quantité et de **49%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **39%**, 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 **990kt** de pétrole brut à fin septembre **2020** dont **38%** brut local contre **20** kt seulement à fin septembre **2019**.

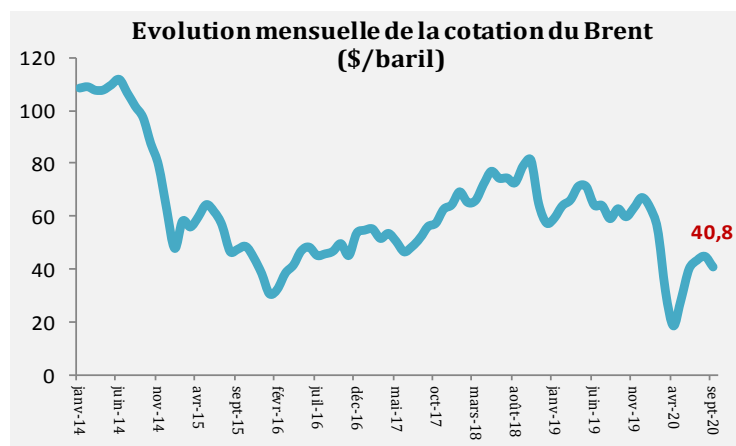
(+) Baisse des achats du gaz algérien de **6%** en quantité vue le ralentissement des activités économiques et les mesures de confinement.

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

3 Prix de l'énergie

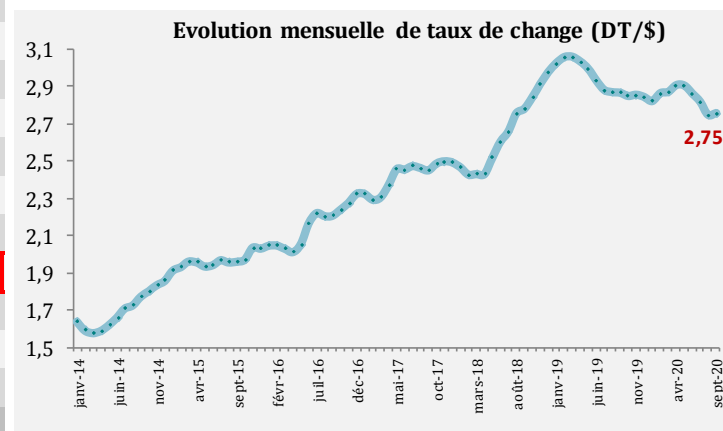
1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)				
	2018	2019	2020	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	28,98	-59%
Juin	74,3	64,1	40,07	-37%
Juillet	74,3	64,0	43,4	-32%
Aout	72,6	59,0	44,8	-24%
Septembre	78,9	62,8	40,8	-35%
Octobre	81,2	59,7		
Novembre	64,7	63,02		
Décembre	57,4	67,02		
Prix annuel moyen	71,0	64,3		



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	2,90	-3%
Juin	2,60	2,93	2,86	-2%
Juillet	2,65	2,88	2,81	-2%
Aout	2,75	2,87	2,74	-4%
Septembre	2,78	2,86	2,75	-4%
Octobre	2,84	2,84		
Novembre	2,91	2,85		
Décembre	2,97	2,84		
Taux annuel moyen	2,65	2,93		



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

Pétrole Brut (1)	A fin septembre 2020	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	136,2	48,6
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	106	37,4

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

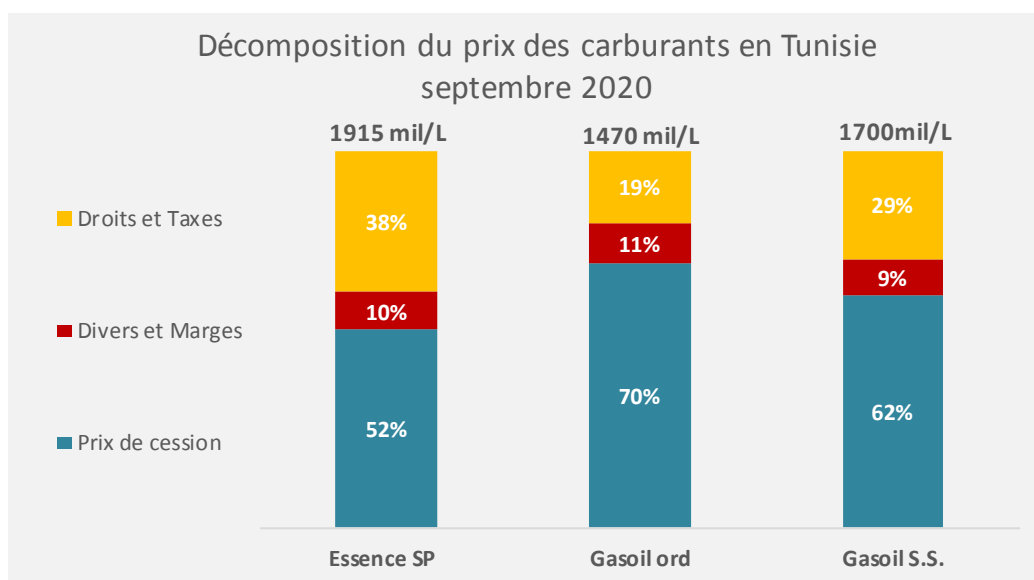
PRODUITS PETROLIERS	A fin septembre 2020					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	929	1004	719	192	1915
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	996	1027	286	157	1470
Gasoil S.S.	Millimes/litre	954	1049	493	158	1700
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	637	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1133	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	14,73	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 08/09/2020

(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)		2019	A fin septembre
Prix d'importation Gaz Algérien		977	670
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

(1) Valeurs provisoires

(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 ⁽¹⁾
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

(1) Valeurs provisoires

(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 septembre 2019	2020	Var (%)
El borma	233	175,1	149,5	-15%
Ashtart	216	161,2	156,3	-3%
Hasdrubal	150	127,0	100,1	-21%
Adam	138	109,2	70,0	-36%
M.L.D	96	71,0	57,9	-19%
El Hajeb/Guebiba	95	71,9	65,5	-9%
Cherouq	106	83,5	51,5	-38%
Miskar	83	61,5	58,9	-4,2%
Cercina	76	58,3	54,5	-7%
Barka	4	2,4	72,5	2944%
Franig/Bag/Tarfa	50	34,2	43,8	28%
Ouedzar	56	43,2	35,3	-18%
Gherib	56	43,3	36,1	-17%
Nawara	0	0	17,4	-
Autres	303	226	223	-1%
TOTAL pétrole (kt)	1 664	1 267	1 192	-5,9%
TOTAL pétrole (ktep)	1 704	1 298	1 221	-6,0%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 686	1 284	1 208	-5,9%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 727	1 316	1 238	-6,0%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	138	112,1	101,6	-9%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	151	123	111	-9%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 824	1 396	1 310	-6,2%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 879	1 439	1 349	-6,2%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1192 kt** à fin septembre **2020** enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à fin septembre **2019**. La production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : Adam (-36%), Cherouq (-38%), Hasdrubal (-21%), El borma (-15%), M.L.D (19%), Gherib (-17%) et El Hajeb/ Guebiba (-9%).

Il convient de noter :

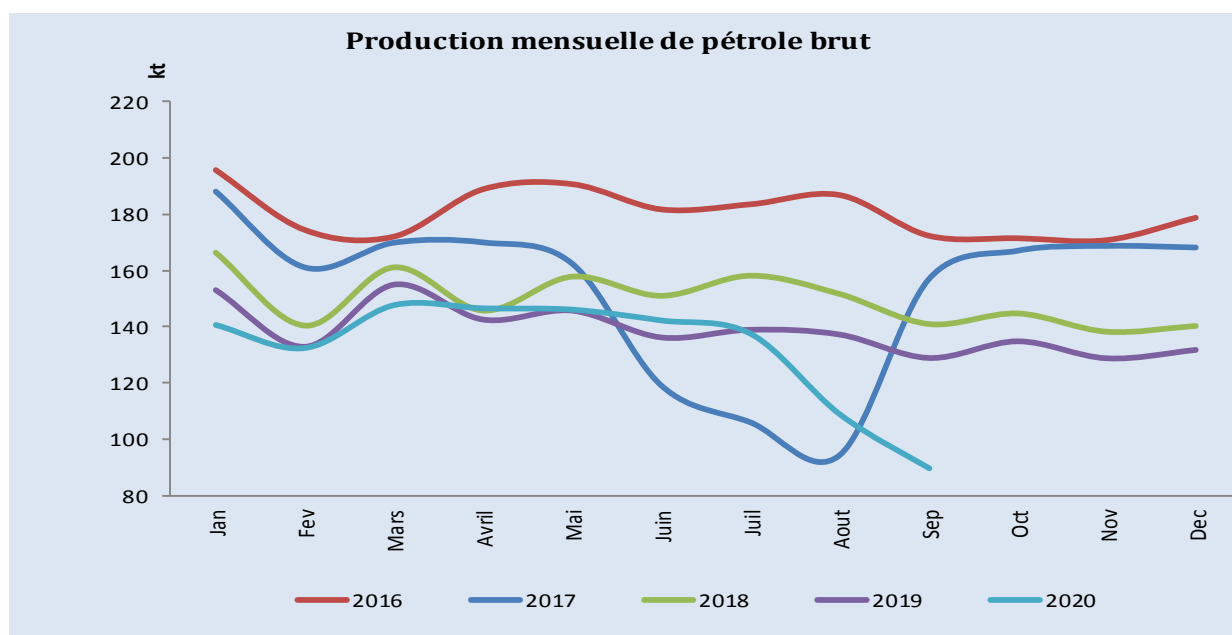
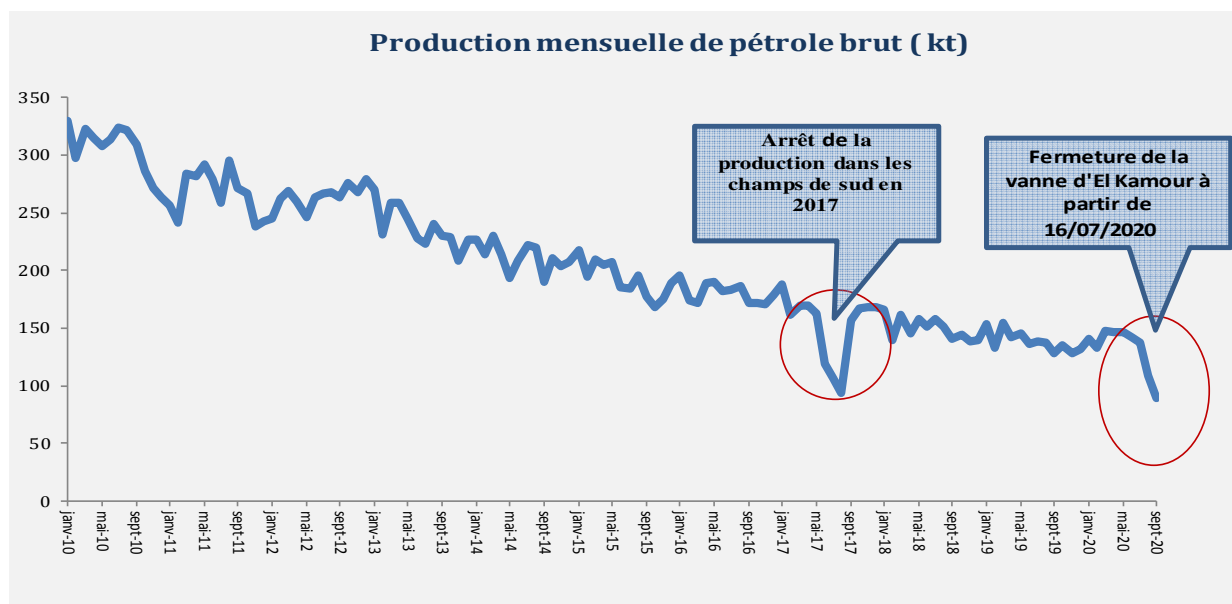
- **La Fermeture de la vanne d'El Kamour le 16/07/2020 à 16h00 causant la réduction progressive ou l'arrêt de la production dans plusieurs champs de sud selon la capacité de stockage notamment « El Borma », « Adam », « Oudzar », « Anaguid Est », « Durra », « djebel Grouz » et « cherouq ».**
- **Concession Benefsej Sud :** Mise en production du puits Benefsej Sud#1 du **18 au 21/09/2020** (production de **230** milles m³ de gaz et 65 bbls de condensat), actuellement fermé suite à une teneur élevée de CO₂.
- **Concession Sabria et Ghrib :** Blocage de l'entrée des deux champs par des sit-inneurs depuis le 10/09/2020
- **Concessions Miskar :** Arrêt de la production du 21 au 23/07/2020 suite aux protestations à l'usine de traitement.
- **Concessions Hasdrubal :** réduction de la production depuis le 10/08/2020 suite à une panne au niveau de la vanne principale de sécurité.
- **Concession Nawara:** Reprise progressive de la production et de la commercialisation du gaz vers la STEG le 25/05/2020 après un arrêt total de la production au CPF et au GTP Gabes le **25/04/2020** à cause d'une panne à la GTP Gabes. Reprise progressive de la production le **10/07/2020** après un 2^{ème} arrêt de la production le **28/06/2020** suite à un problème mécanique à la GTP. Arrêt de la production depuis le **19/08/2020** suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour). Reprise progressive en production depuis le **18/09/2020**.
- **Concession Adam :** Mise en production du puits Ghazela-1 LS depuis le **15/06/2020** avec un débit initial de **74** bbls/j d'huile et **14** mille m³ de gaz.
- **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. Arrêt total de la production depuis le **26/09/2020** (le puits à gaz EB **407** est seulement en production) suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour).
- **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.

Mise en production du puits BRK C1 après Side Track depuis le **24/07/2020** avec un débit initial de **440 bbls/j** d'huile et **380** milles m³ de gaz.

- **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 Franig/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 **36.1** mille barils/j à fin septembre 2019 à **33.6** mille barils/j à fin septembre **2020**.

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



A signaler que la production courant le mois de septembre 2020 a diminué de **18%** par rapport à août **2020** et de **30%** par rapport à septembre **2019**. La fermeture de la vanne d'El Kamour a impacté la production dans les champs de sud selon leurs capacités de stockage.

Pendant la période de confinement, la production dans les différentes concessions a continué 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. Néanmoins, nous avons enregistré une suspension ou un report de forage ou de maintenance sur certains puits.

II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin septembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 030	3 006,8	1 540	1 502	-2%	-7%
Production nationale	1 585	2 140,6	1 201	1 203	0,1%	-6%
Miskar	572	1 031,4	422	397	-6%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	326	249,8	228	195	-14%	-2%
Gaz Chergui	176	177,8	133	119	-10%	-4%
Hasdrubal	401	413,1	338	273	-19%	-4%
Maamoura et Baraka	10	21,0	7	28	330%	3%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	101	247,6	75	87	16%	-10%
Nawara ⁽⁴⁾	0	0,0	0	103	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	445	866,2	338	299	-12%	-10%
Achats	3 121	712,5	2 409	2 276	-6%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 255	3341	1711	1669	-2%	-7%
Production nationale	1 761	2378	1335	1336	0,1%	-6%
Miskar	635	1146	468	441	-6%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	362	278	253	217	-14%	-2%
Gaz Chergui	196	198	147	133	-10%	-4%
Hasdrubal	445	459	376	303	-19%	-4%
Maamoura et Baraka	11	23	7	32	330%	3%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	112	275	83	96	16%	-10%
Nawara ⁽⁴⁾	0	0	0	115	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	494	962	376	333	-12%	-10%
Achats	3 467	792	2676	2529	-6%	12%

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

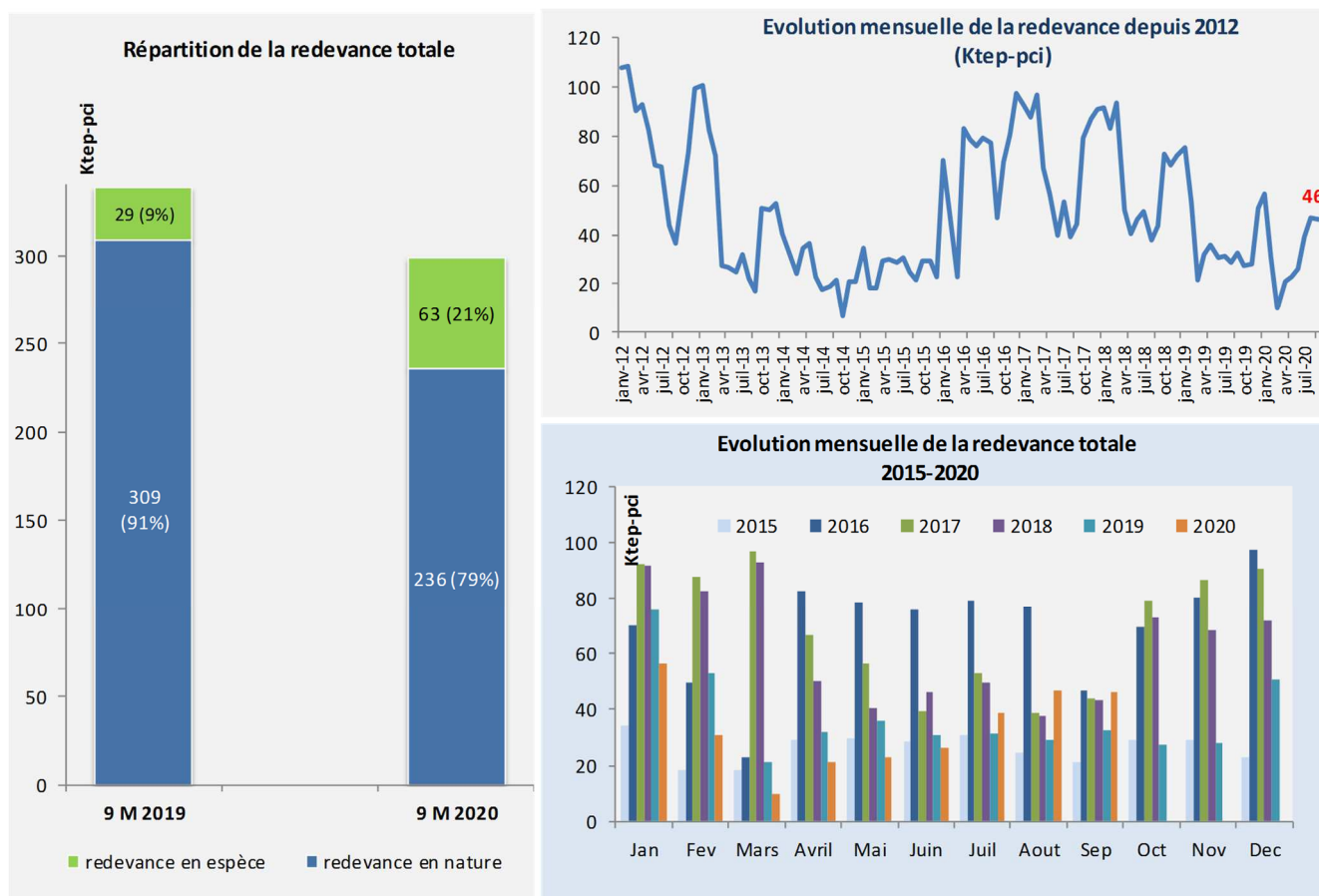
(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

(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

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1502 ktep**, à fin septembre **2020**, enregistrant ainsi une baisse de **2%** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la baisse du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de **12%**. La production a légèrement augmenté, par contre, de **0.1%**. 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. Reprise progressive de la production et de la commercialisation du gaz vers la STEG le 25/05/2020. Nouveau arrêt à partir du **28/06/2020** dû à des problèmes techniques et reprise du nouveau le **10/07/2020**. Arrêt de la production de nouveau le **19/08/2020** suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour) et reprise à partir de **18/09/2020**.
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **19%**, des perturbations répétitives persistent depuis mars **2018** suite à des problèmes techniques. Un arrêt de la production a été enregistré aussi du 22 au 25/07/2020 suite aux protestations à l'usine de traitement.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **14%**, les champs de sud ont été fortement impactés par la fermeture de la vanne d'El Kamour.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**-12%**) à fin septembre **2020** par rapport à fin septembre **2019**. 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, néanmoins, la part de la redevance exportée a augmenté à fin septembre **2020** (**21%**) par rapport à celle exportée dans la même période en **2019** (**9%**).

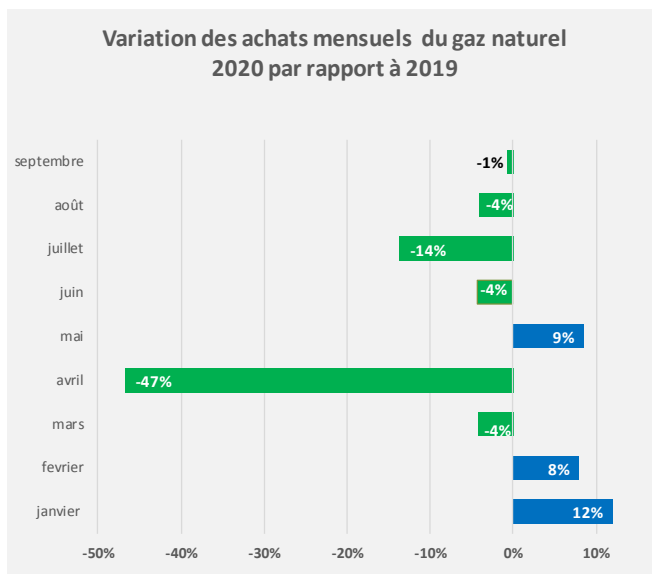
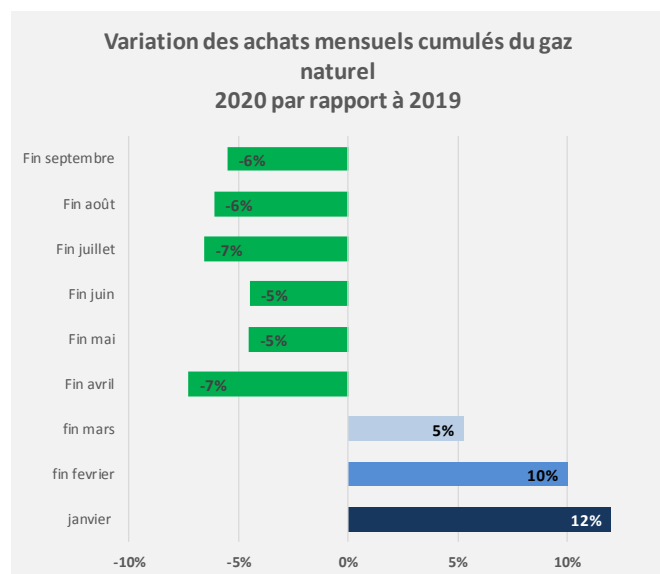
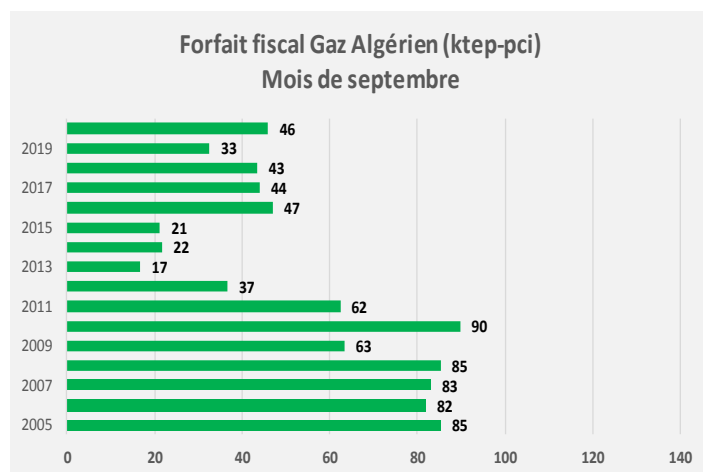


Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative ces derniers mois, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet 2020.

Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **6%**, entre les 9 premiers mois de **2019** et les 9 premiers mois de **2020**, pour se situer à **2276 ktep** et ceci à cause du ralentissement économiques après les mesures de confinement.

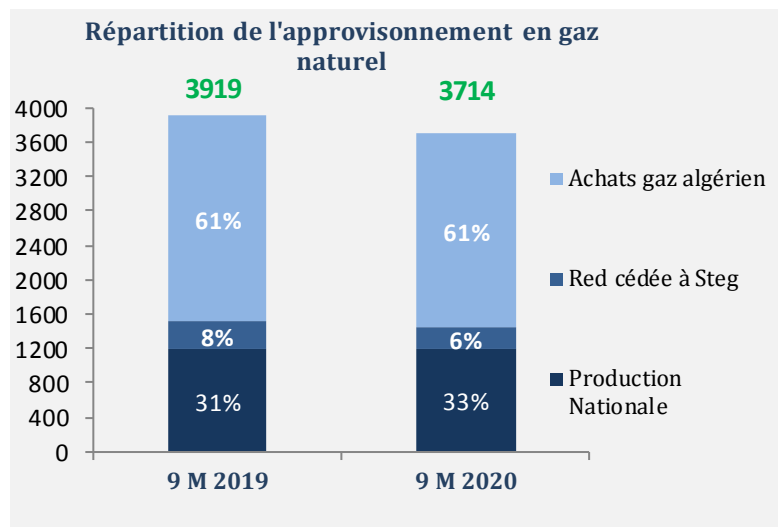
A noter que les achats ont baissé en cumul, en avril, pour la première fois en **2020**, à cause de la pandémie de corona. Néanmoins, même si les quantités importées étaient en hausse auparavant, le taux d'évolution a commencé à baisser à partir du mois de **février 2020**.



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 baisser de **7%** à fin avril, **5%** respectivement à fin mai et fin juin **2020**, **7%** à fin juillet et **6%** respectivement à fin août et septembre 2020. D'ailleurs, les achats ont baissé courant le mois de septembre **2020** par rapport à septembre **2019** de **1%**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **5 %** entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020** pour se situer à **3714 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Légère hausse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **31%** à **33%**.
2. Baisse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **8%** à **6%**
3. Une quasi stabilité hausse de la part des achats du gaz algérien de **61%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin septembre			Remarques
	2019 (a)	2020 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	0,8	20,4	2564%	
Essence Sans Pb	0,0	45,5	-	Reprise de l'unité de platforming (production de l'essence) le 06/06/2020 après un arrêt depuis aout 2018
Petrole Lampant	0,4	15,2	3585%	
Gasol ordinaire	5,3	385,5	7190%	
Fuel oil BTS	6,4	318,1	4858%	
Virgin Naphta	5,7	180,1	3060%	
White Spirit	0,0	4,4	-	
Total production STIR	18,6	969,1	5116%	
Taux couverture STIR (3)	0,5%	32,8%	5878%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	0,2%	16,0%	8248%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	6	247	4017%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	117	-	

Il convient de rappeler la reprise de la production au niveau de la raffinerie à partir du **26 novembre 2019** après un long arrêt pour des travaux de remplacement de la colonne du Topping et réhabilitation approfondie et généralisée du parc de stockage.

La raffinerie s'est arrêtée du 18/04/2020 au 14/05/2020 à cause d'un sur-stockage généré par la chute de la consommation suite à la propagation de la pandémie Covid-19 (1^{ère} vague).

2 Consommation d'hydrocarbures

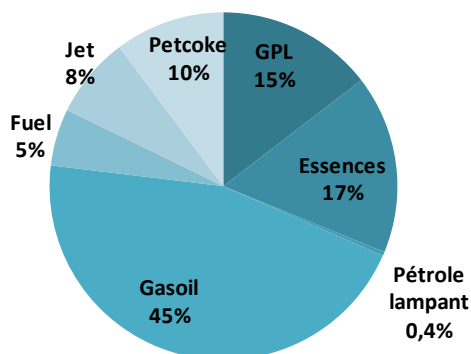
II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2019	A fin septembre				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	669	389,4	493,4	487,3	-1%	2%
Essences	746	374,0	563,8	553,5	-2%	4%
Essence Super	0	1,7	0,0	0,00	-	-
Essence Sans Pb	728	372,3	550,3	543,2	-1%	4%
Essence premium	18	0,0	13,4	10,3	-24%	-
Pétrole lampant	16,5	47,5	12,0	13,5	12%	-12%
Gasoil	2061	1403,1	1536,0	1392,1	-9%	0%
Gasoil ordinaire	1678	1321,7	1246,4	1147,5	-8%	-1%
Gasoil SS	376	81,4	284,3	240,0	-16%	11%
Gasoil premium	7	0,0	5,4	4,7	-14%	-
Fuel	240	280,4	180,4	167,3	-7%	-5%
STEG & STIR	6	5,5	1,0	22,5	2226%	15%
Hors (STEG & STIR)	234	274,8	179,4	144,8	-19%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	1,9	0,0	4,9	-	10%
Jet	315	191,6	255,7	85,3	-67%	-8%
Coke de pétrole	446	243,2	346,6	288,0	-17%	2%
Total	4494	2931	3388	2992	-12%	0,2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4488	2924	3387	2965	-12%	0,1%

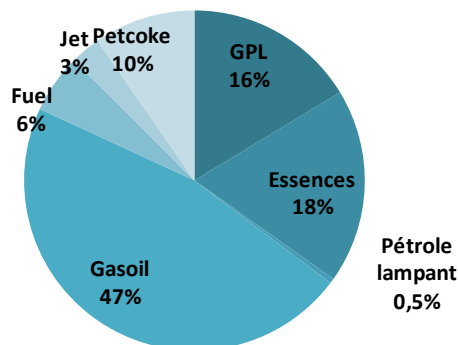
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020**, une baisse de **12%** pour se situer à **2.99** Mtep. Cette baisse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement notamment le confinement total à partir du **22 mars 2020** pour limiter la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une baisse de la demande des essences de **2%**, du gasoil de **9%**, du jet de **67%** et de coke de pétrole de **17%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **8%** à **3%**.

A fin septembre 2019

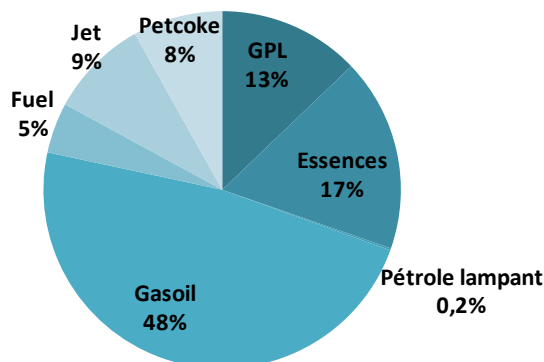


A fin septembre 2020

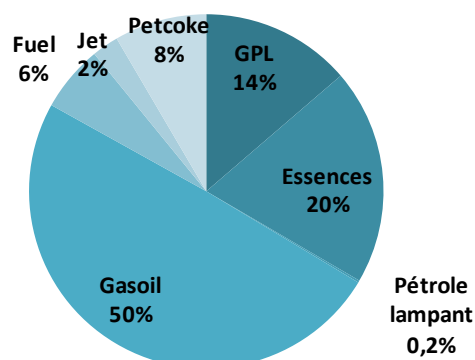


Le même constat a été observé entre le mois de septembre **2019** et le mois de septembre **2020** notamment la part du **jet** qui est passée de **9%** à **2%**.

Septembre 2019



Septembre 2020



La consommation de carburants routiers a diminué, à fin septembre **2020**, de **7%** par rapport à fin septembre **2019**. Elle représente **65%** de la consommation totale des produits pétroliers. Elle a enregistré, par contre une hausse de **3%** courant le mois de septembre 2020.

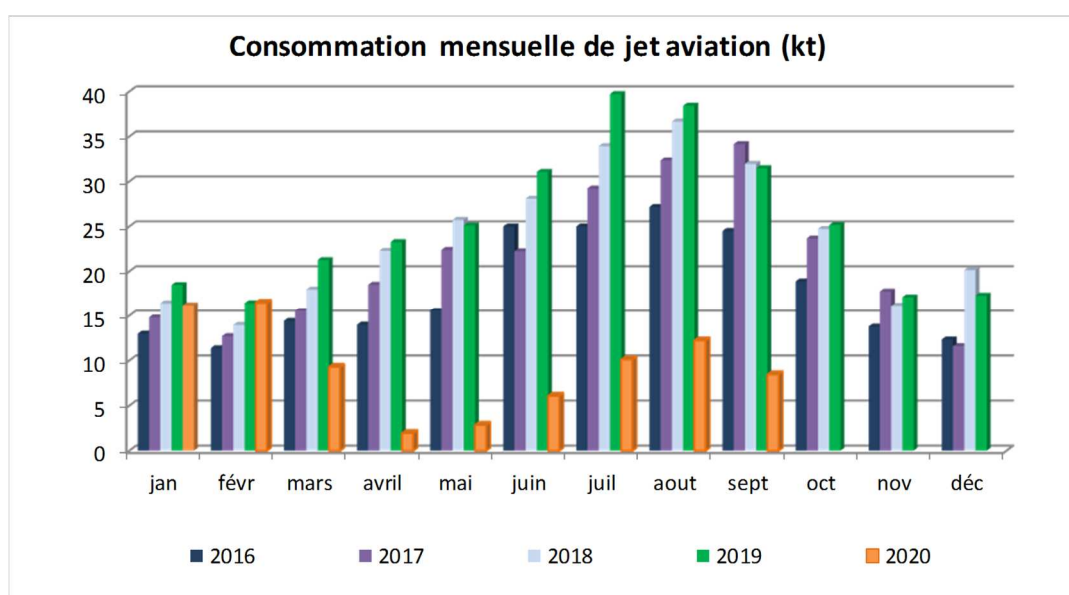
La consommation de gasoil total a diminué de **9%** par rapport au niveau de l'année dernière et de même celle des essences de **2%**.

La consommation de GPL a diminué de **1%** entre fin septembre **2019** et fin septembre **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%** et de **13%** courant respectivement le mois d'avril et de mai **2020**. Ceci démontre que les ménages se sont sur-approvisionnés durant les premiers jours de confinement par crainte d'une pénurie ce qui s'est répercuté sur les ventes des mois d'après. Pour

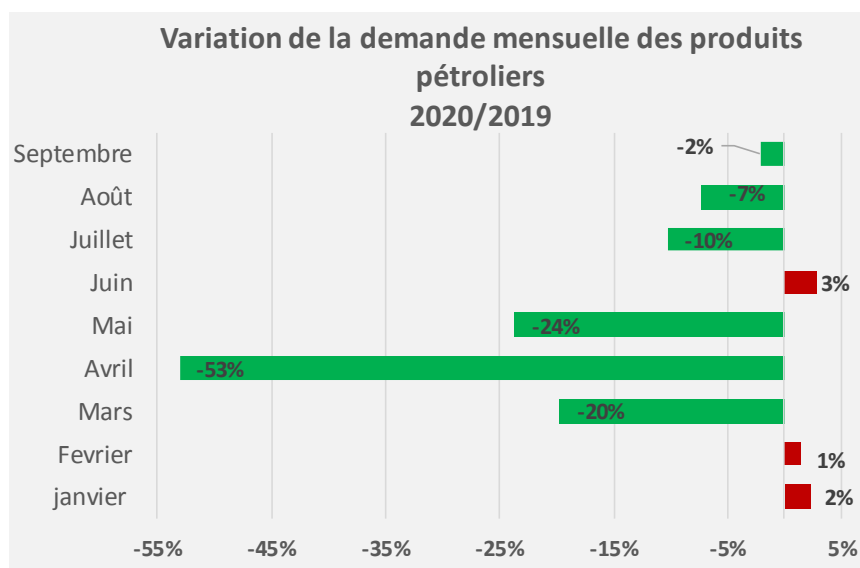
le mois du juin **2020** une augmentation de **5%** a été enregistré suivi d'une hausse de **2%** courant le mois de juillet. **Une diminution de 1% a été enregistré courant le mois d'août 2020.**

La consommation de coke de pétrole a diminué de **17%** entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries qui ont arrêté leurs activités depuis le début de confinement, une reprise de l'activité a été observé à partir la dernière semaine du mois d'avril 2020.

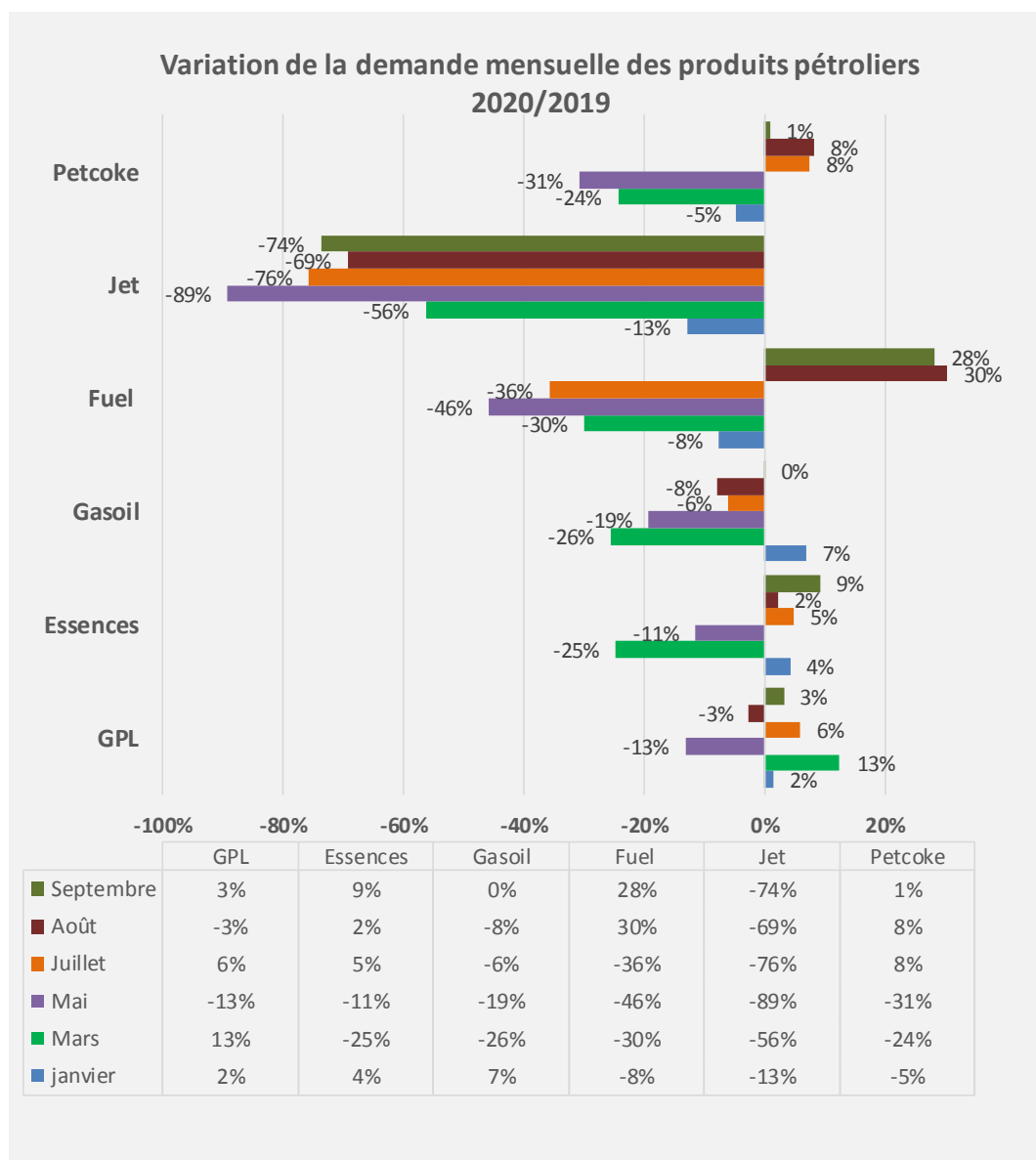
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **67%** courant les 9 premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente. Elle a baissé de **74%** courant le mois de septembre **2020** à cause de la ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



A signaler que la consommation des produits pétroliers continue à enregistrer une évolution négative (-2% en septembre 2020 par rapport à septembre 2019).



Plusieurs produits ont commencé à enregistrer une évolution positive à l'instar des essences à partir du mois de juillet 2020 probablement à cause de l'absence du marché parallèle, le fuel **+28%** à cause du redémarrage des activités économiques industrielles après le déconfinement, le Pet coke : **+8%** en août et **+1%** en septembre et le GPL **+3%** en septembre, pour le reste des produits, l'évolution reste plutôt négative, comme le montre le graphique suivant :



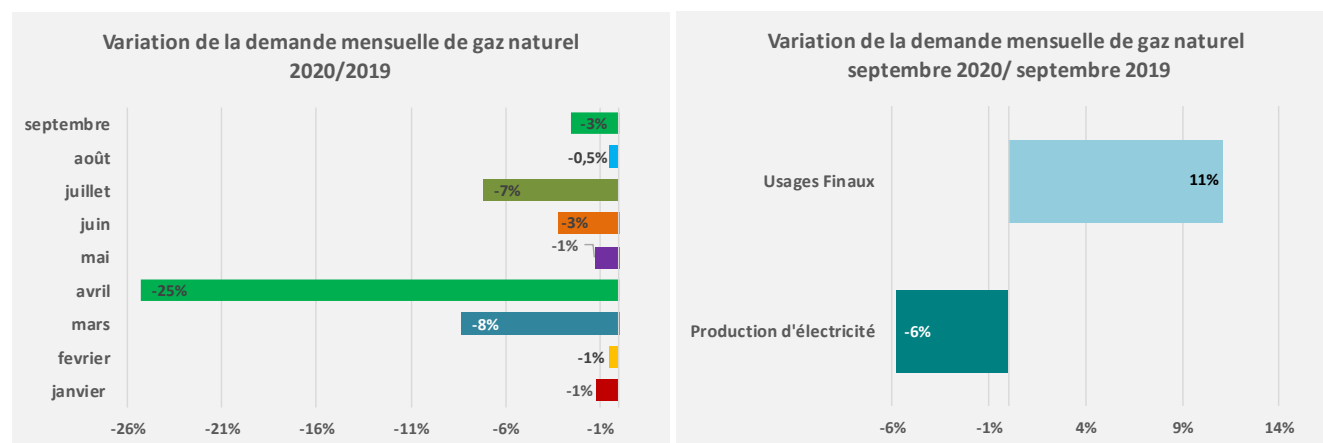
II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin septembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	5 118	3 300	3 913	3 708	-5%	1%
Production d'électricité	3 776	2 441	2 943	2 874	-2%	2%
Hors prod élec	1 342	859	970	833	-14%	-0,3%
Haute pression	330	285	251	169	-33%	-5%
Moy&Basse pression	1 012	574	719	664	-8%	1%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 686	3 667	4 348	4 120	-5%	1%
Production d'électricité	4 195	2 712	3 270	3 194	-2%	2%
Hors prod élec	1 491	954	1 078	926	-14%	-0,3%
Haute pression	367	316	279	188	-33%	-5%
Moy&Basse pression	1 124	638	799	738	-8%	1%

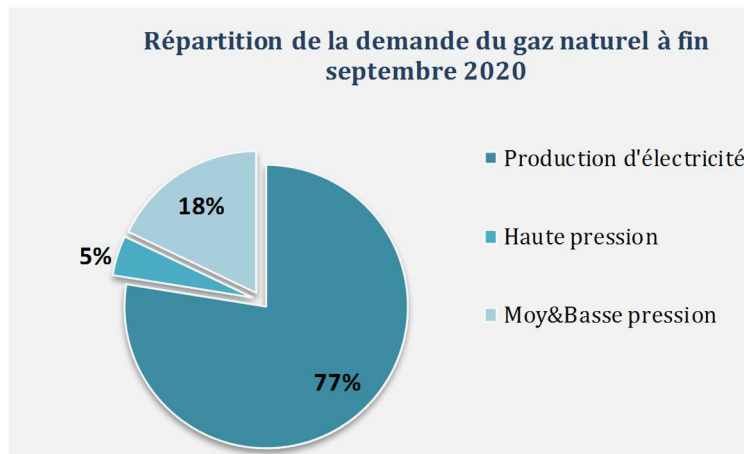
La demande totale de gaz naturel a enregistré une diminution de **5%** entre les **9** premiers mois de **2019** et les **9** premiers mois de **2020** pour se situer à **3708 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère diminution de **2%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **14%**.

La demande a enregistré une baisse à partir du mois de mars 2020 suite à la ralentissement de certaines activités économiques après une période de confinement totale puis partielle. Cette baisse s'est située à **3%** courant le mois de septembre **2020** par rapport au mois de septembre **2019**. la demande pour la production électrique a baissé de **6%** alors que celle pour les usages finaux a augmenté de **11%** comme le montre le graphique suivant :



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**77%** de la demande totale à fin septembre 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 **14%** pour se situer à **833 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de **8%** et celle des clients haute pression de **33%**.

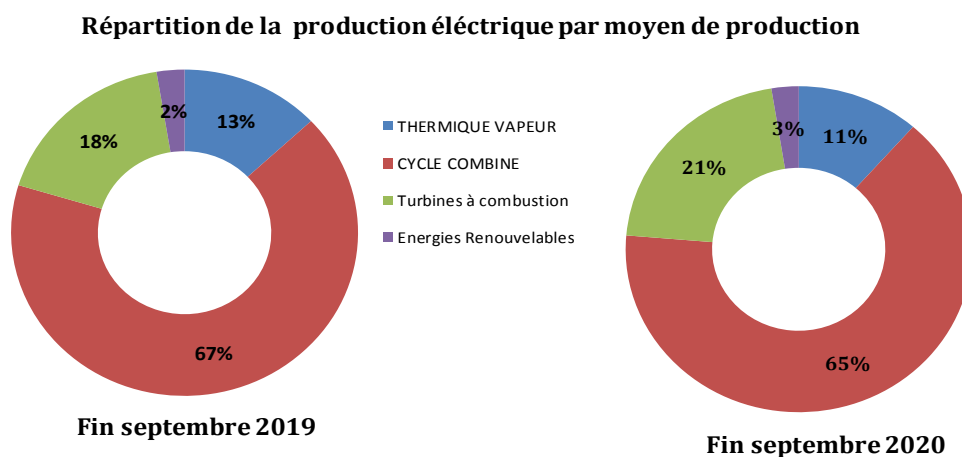


Cette diminution au niveau des clients MP-BP qui a commencé depuis le début de l'année est due essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les **2** premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente et à la baisse des activités économiques courant le mois de mars, avril et mai 2020 (essentiellement pour la moyenne pression). Une reprise a été observée à partir du mois de juin 2020 avec une hausse de **7%** de la demande des usages finaux tirée surtout par la demande MP et PB1.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une légère augmentation de **0.5 %** entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020** pour passer de **215 tep/GWh** à **216 tep/ GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **3%** alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **2%**.

En effet, nous avons noté une diminution à **65%** de la part des cycles combinés dans la production courant les **9** premiers mois de **2020** contre **67%** courant les **9** premiers mois de **2019** suite à l'arrêt de quelques centrales à cycle combiné pour maintenance.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2019	Septembre		A fin Septembre	
		2019	2020	2019	2020
Nb de permis octroyés	6	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	2	0	0	2	0
Nb total des permis	25	19	25	19	25
Nb de forages explo.	6	1	0	3	1
Nb forages dévelop.	5	0	0	5	4
Nb de découvertes	4	0	0	2	2

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin septembre **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 septembre 2020

- Pas de nouvelle opération d'acquisition à fin septembre **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 septembre 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Baraka PC- 1	Baraka	29/02/2020	Arrêt des opérations de forage le 29/03/20 à cause du COVID-19 Reprise des opérations de forage le 30 juillet 2020. Fin de forage le 09/08/2020. Profondeur finale : 3092 m Opérations de test en cours.

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Debbech B	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 **80 000 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 la concession "Debbech", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **720 bbls/j** d'huile et **22000 m³** de gaz

Développement

Forage de quatre nouveaux puits de développement à fin septembre 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 Puits suspendu

02	LA-E3	Laarich	09/03/2020	3573	Fin des opérations de forage le 10/04/2020 et libération du Rig.
03	Baraka C1	Baraka	04/06/2020	1995	Fin des opérations de forage le 15/06/2020 . Mise en production en Aout 2020
04	Guebiba-10A ST	Guebiba	12/08/2020	3317	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. Reprise des opérations de forages programmée en **octobre 2020** pour la mise en production vers la fin de 2020.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2019	A fin septembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	17007	8 810	13 023	12571	-3%	4%
FUEL + GASOIL	0,4	2	0,4	18	4622%	24%
GAZ NATUREL	16441	8660	12617	12169	-4%	3%
HYDRAULIQUE	66	44	57	37	-35%	-2%
EOLIENNE	500	103,3	348	347	-0,5%	13%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0	0,2	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3071	2449	2606	2606	0%	0,6%
ACHAT TIERS	155	57	101	94	-7%	5%
PRODUCTION NATIONALE	20233	11 316	15 730	15 271	-3%	3%
Production pour marché local	20075	11 336	15 566	14 668	-6%	3%

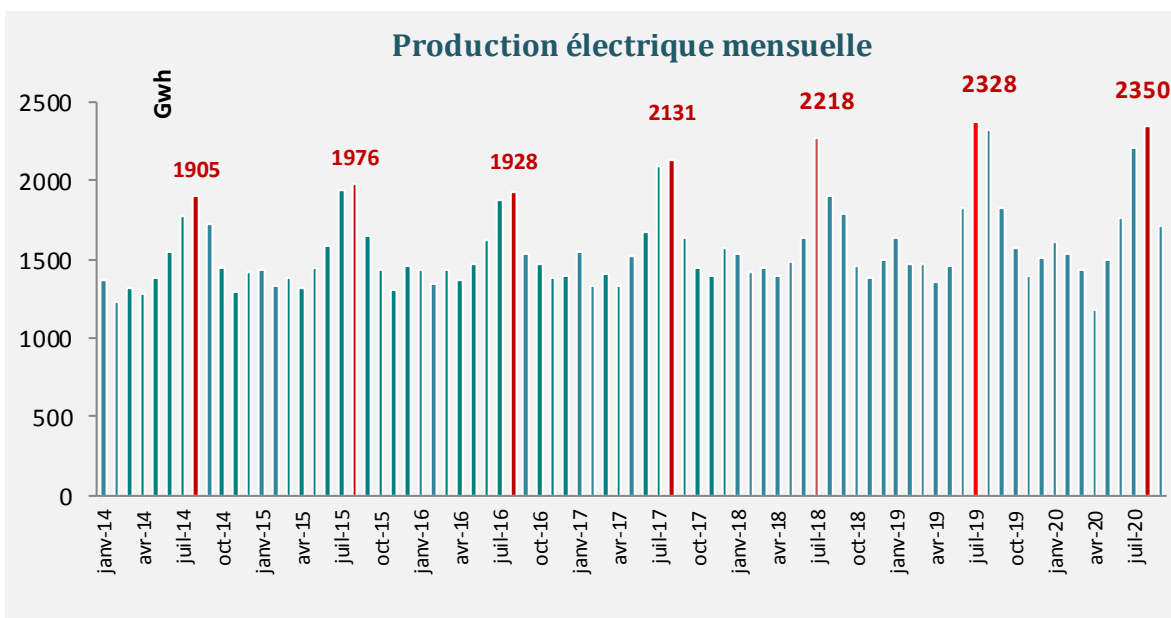
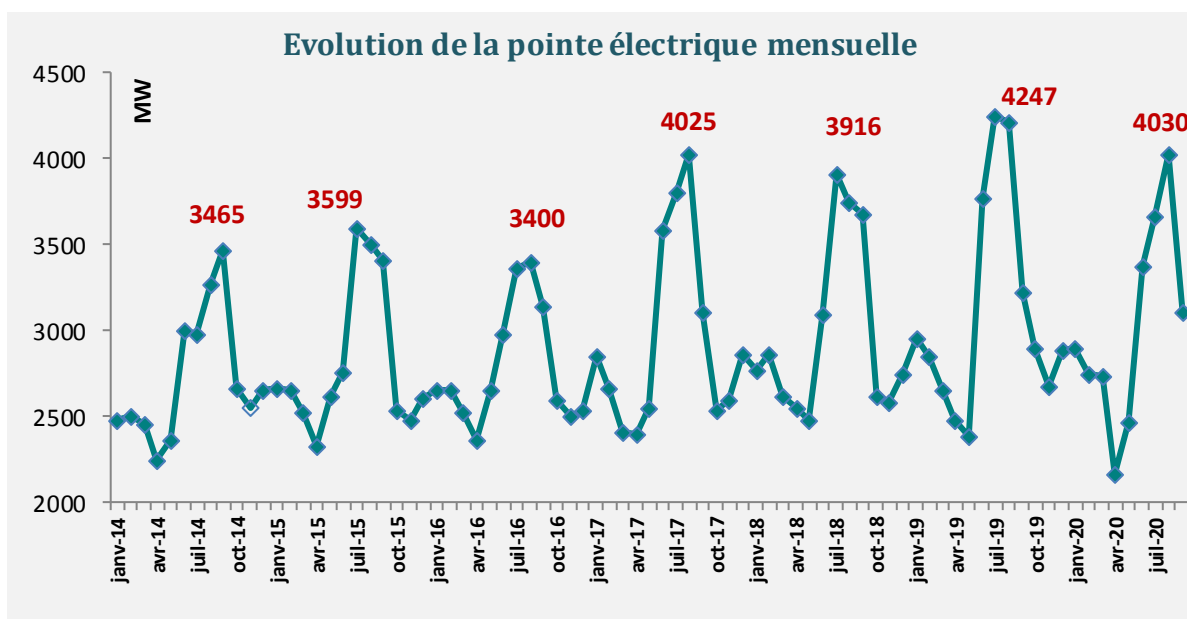
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

La production totale d'électricité a enregistré, durant les 9 premiers mois de **2020**, une diminution de **3%** pour se situer à **15271 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **15730 GWh** durant la même période de **2019**. La production destinée au marché local a diminué, par contre, de **6%**.

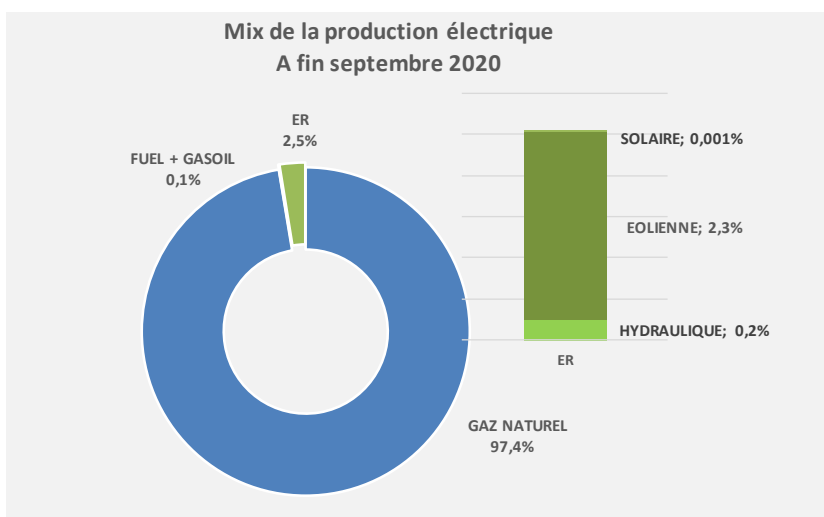
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de **312 mégawatts (MW)**. La deuxième tranche est entrée en production le **27 juin 2020** pour atteindre une capacité globale de **624 MW**.

La pointe a enregistré une diminution de **5%** pour se situer à **4030 MW** à fin septembre **2020** contre **4247 MW** à fin septembre **2019**.

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 (STEG + IPP) a diminué de **3%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2,5%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin septembre 2020.



Unité : GWh

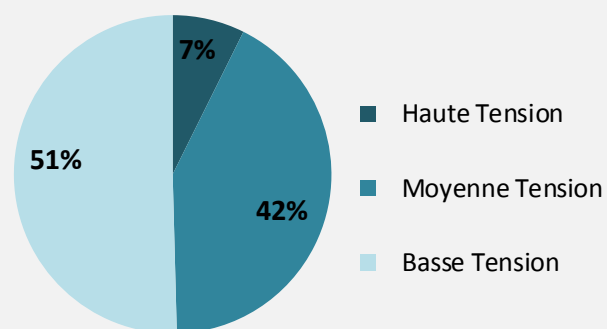
	Réalisé 2019	A fin septembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1264	957	929	836	-10%	-1%
Moyenne tension	6973	4591	5309	4798	-10%	0,4%
Basse tension	8129	4090	5864	5726	-2%	3%
TOTAL VENTES **	16367	9 638	12 102	11 359	-6,1%	1,7%

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

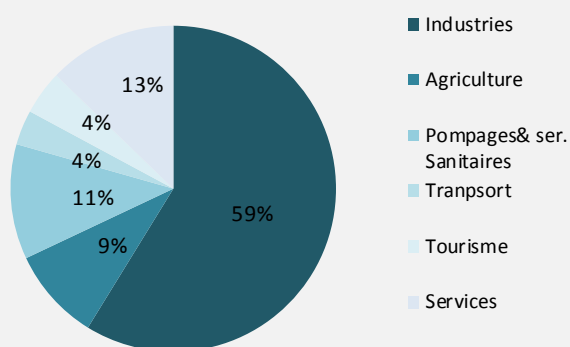
Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **6%** entre fin septembre **2019** et fin septembre **2020**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **10%** et de même pour celles des clients de la moyenne tension.

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 septembre 2020



Répartition de la consommation par secteur pour les
clients HT&MT à fin septembre 2020



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **59%** de la totalité de la demande des clients HT&MT durant les **9** premiers mois de **2020**.

2 Energies renouvelables

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

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) Finalisation des accords de projet (en cours) Approbation ARP et entrée en vigueur (fin 2020)
		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
	AUTORISATION	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 09 février 2021. 10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	80 MW environ installés
		MT/HT	172 autorisations octroyées pour une puissance totale de 32MW+ 25 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 4MW au total.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 95% . Mise en production prévue en novembre 2020
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 72% . Mise en production prévue en janvier 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)

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.