

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, fin juillet 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

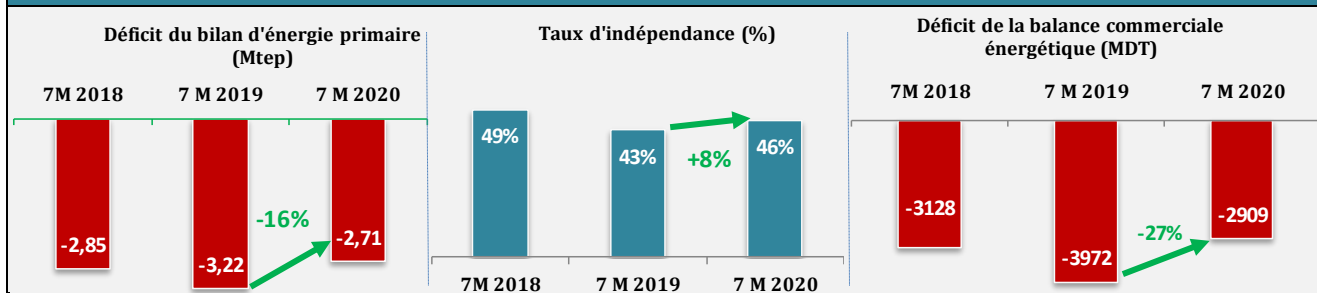
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

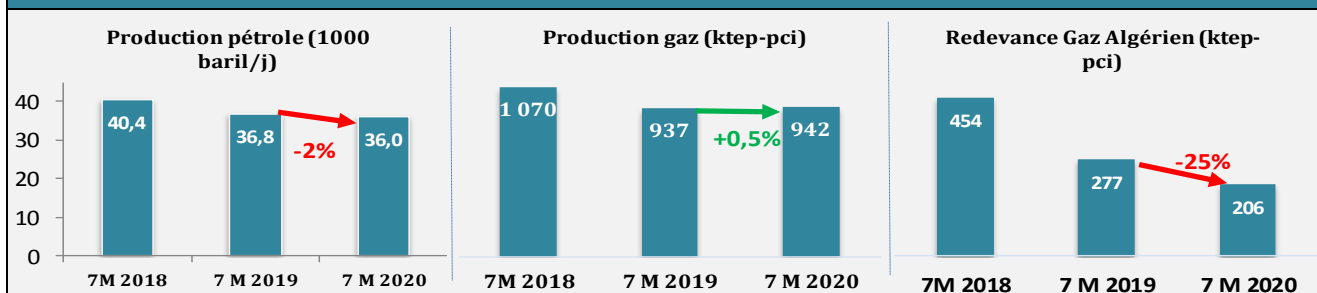


Faits marquants des sept premiers mois de 2020

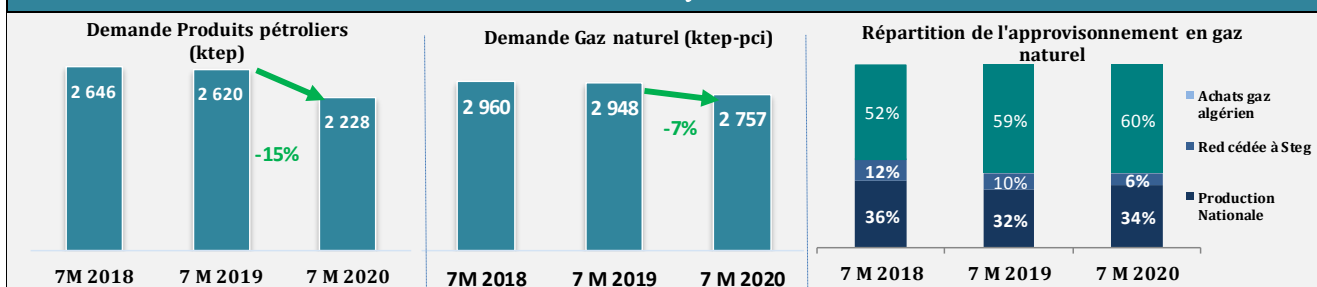
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



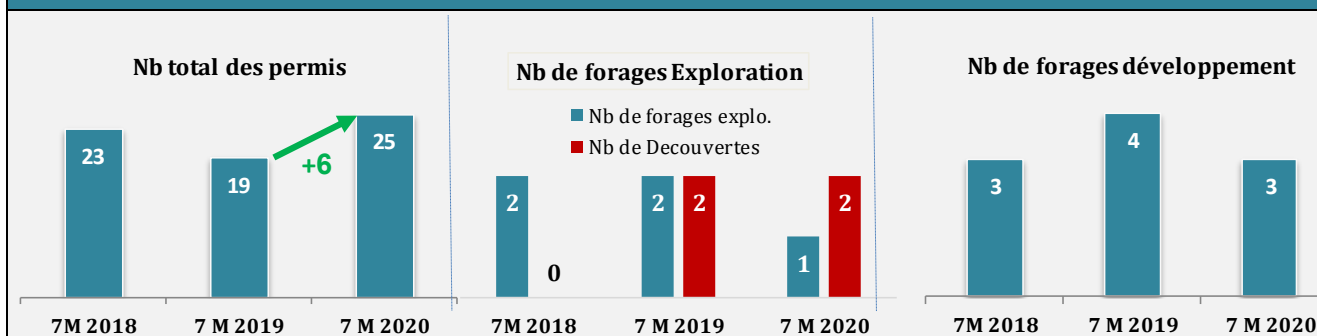
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



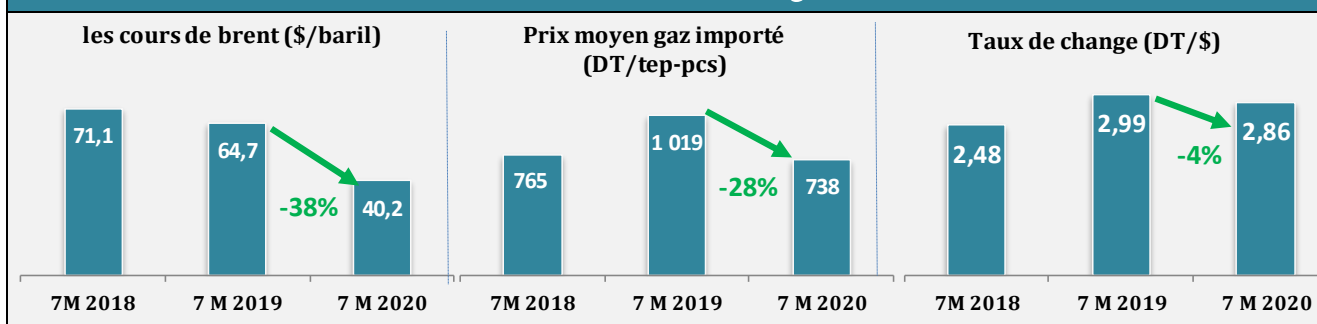
Demande des hydrocarbures



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 juillet				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3927	4283	2380	2298	-3%	-6%
Pétrole ⁽¹⁾	1727	1960	1040	1032	-1%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	151	121,5	97	91	-7%	-3%
Gaz naturel	2000	2193	1214	1148	-5%	-6%
<i>Production</i>	1555	1530	937	942	0,5%	-5%
<i>Redevance</i>	445	663	277	206	-25%	-11%
Elec primaire	49	8,9	28,8	27,4	-5%	12%
DEMANDE	9619	4622	5597	5012	-10%	1%
Produits pétroliers	4494	2112	2620	2228	-15%	0,5%
Gaz naturel	5077	2501	2948	2757	-7%	1%
Elec primaire	49	8,9	29	27	-5%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5692	-339	-3217	-2714		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6137	-1002	-3494	-2921		

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

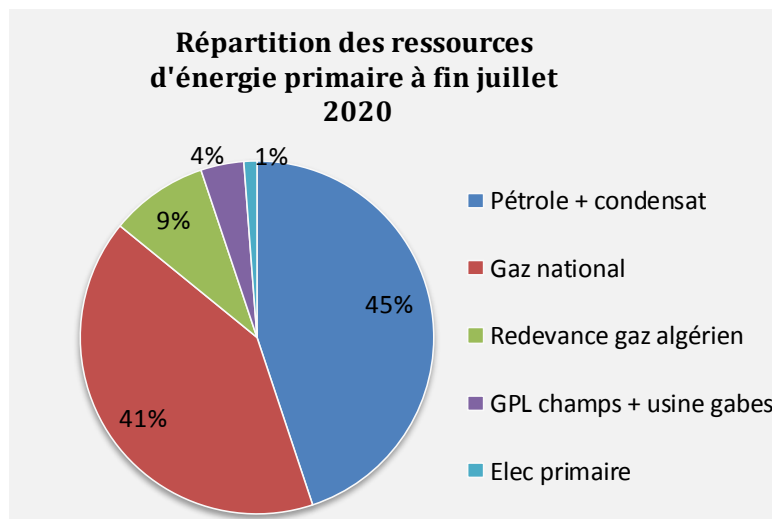
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

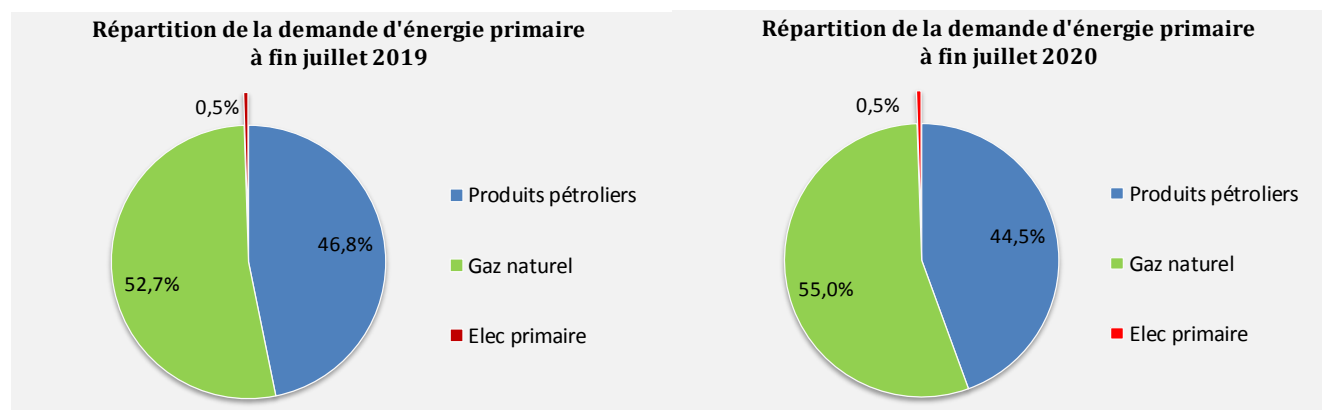
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2,3 Mtep** à fin juillet 2020, enregistrant ainsi une baisse de **3%** par rapport à la même période de l'année précédant à cause, surtout, du repli du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien.

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 **10%** entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020** pour passer de **5.6 Mtep** à **5.01Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **7%** et celle des produits pétroliers de **15%**.

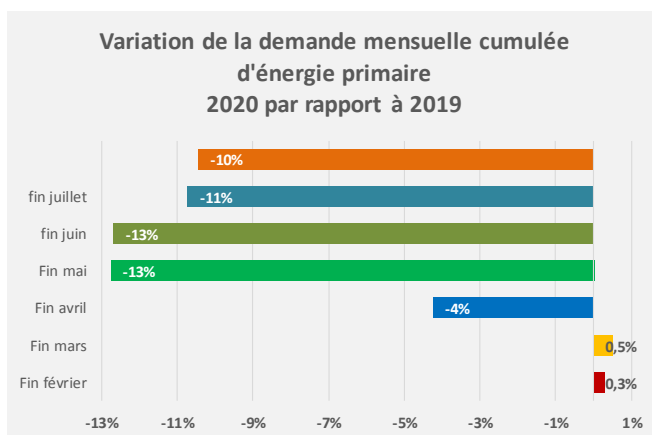
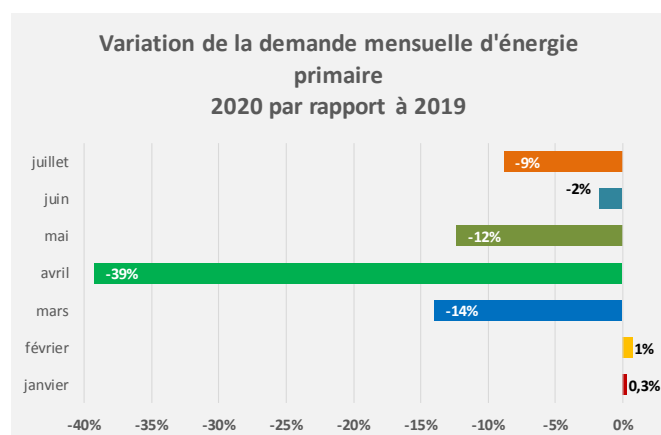
La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un changement, en effet le gaz naturel qui représente **53%** à fin juillet 2019 est passé à **55%** à fin juillet **2020**.



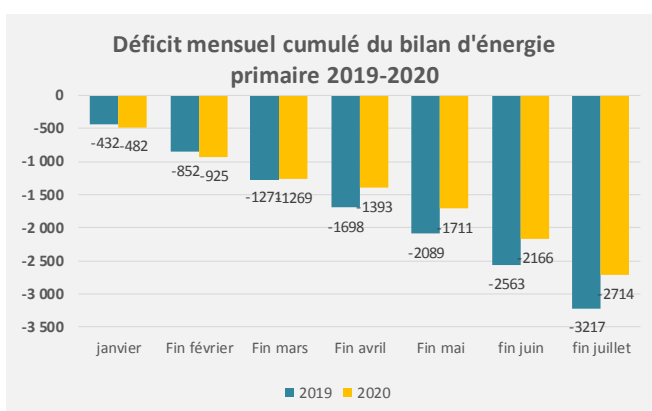
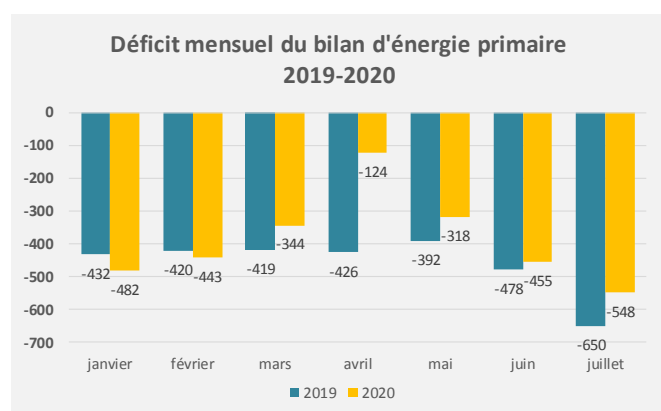
En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet 2020, **un déficit de 2.7 Mtep** contre un déficit enregistré à fin juillet 2019 de **3.2 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **46%** à fin juillet **2020** contre **43%** à fin juillet **2019**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **42%** durant les 7 premiers mois de **2020** contre **38%** durant les 7 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**. Par contre, durant le mois de juin **2020**, on constate que la variation de la demande a enregistré une légère baisse de **2%** pour atteindre le mois d'après **9%** ce qui a engendré une baisse cumulée de **10%** durant les 7 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 **5%** en juin 2020 et de **16%** en juillet 2020 ce qui a engendré une baisse du déficit de **16%** en cumul à **fin juillet 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 juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				1131	1106	-2%	1606	872	-46%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1035,2	681,0	-34%	1062,0	697,1	-34%	1532,5	508,1	-67%
ETAP	824,8	441,0	-47%	846,4	451,1	-47%	1216,0	357,7	-71%
PARTENAIRES	210,4	240,0	14%	215,6	246,0	14%	316,5	150,3	-53%
GPL Champs	24,1	22,6	-6%	26,6	25,0	-6%	27,6	18,4	-33%
ETAP	13,9	12,0	-13%	15,3	13,3	-13%	15,8	9,5	-40%
PARTENAIRES	10,2	10,6	4%	11,3	11,7	4%	11,8	9,0	-24%
PRODUITS PETROLIERS	21,0	351,5	1573%	21,9	352,3	1511%	30,2	324,1	972%
Fuel oil (BTS)	0,0	218,9	-	0,0	214,3	-	0,0	213,7	-
Virgin naphtha	21,0	132,5	531%	21,9	138,0	531%	30,2	110,5	265%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				20,2	31,9	58%	15,19	21,51	42%
IMPORTATIONS				4359	4190	-4%	5577	3781	-32%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	0,0	367,8	-	0,0	377,8	-	0,0	381,0	-
PRODUITS PETROLIERS	2327,9	1958,5	-16%	2324,5	1964,4	-15%	3587,5	2053,2	-43%
GPL	303,1	278,5	-8%	335,2	308,0	-8%	433,7	323,6	-25%
Gasoil ordinaire	795,5	673,5	-15%	817,0	691,7	-15%	1448,9	817,4	-44%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	203,4	224,8	11%	208,9	230,9	11%	380,6	259,0	-32%
Jet ⁽⁶⁾	181,0	56,9	-69%	187,3	58,9	-69%	350,8	81,0	-77%
Essence Sans Pb	361,6	370,6	2%	377,9	387,3	2%	686,0	451,1	-34%
Fuel oil (HTS)	135,1	82,1	-	132,3	80,4	-	161,5	49,4	-69%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
White spirit	2,2	0,0	-	2,3	0,0	-	7,0	0,0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	345,8	272,0	-21%	263,5	207,2	-21%	119,0	71,7	-40%
GAZ NATUREL				2034,3	1848,1	-9%	1989,6	1346,6	-32%
Redevance totale ⁽²⁾				276,9	206,3	-25%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				1757,4	1641,8	-7%	1989,6	1346,6	-32%

(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retournée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour 2020

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

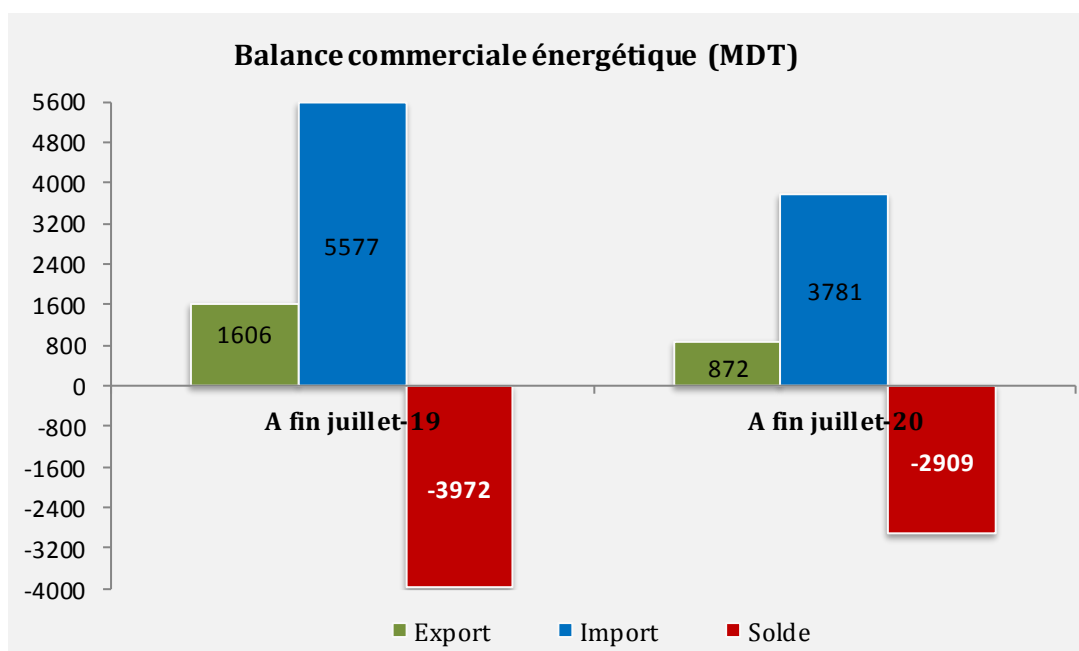
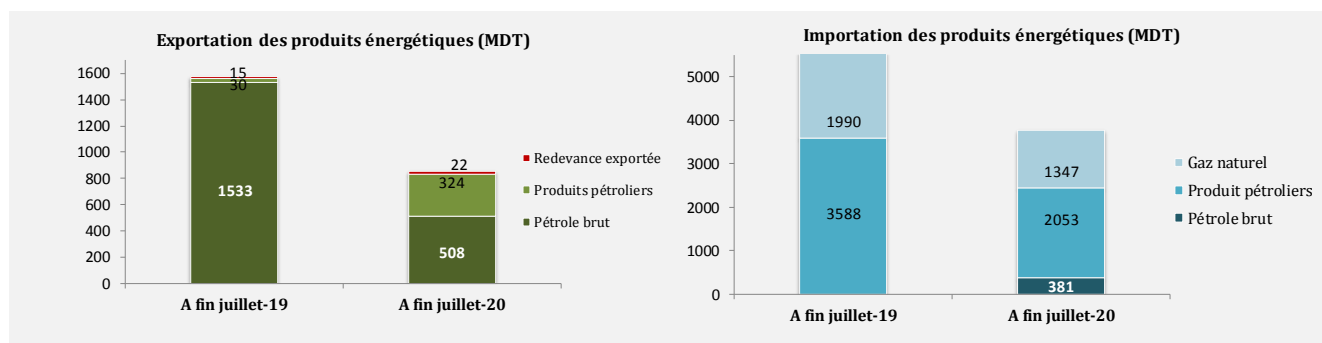
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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

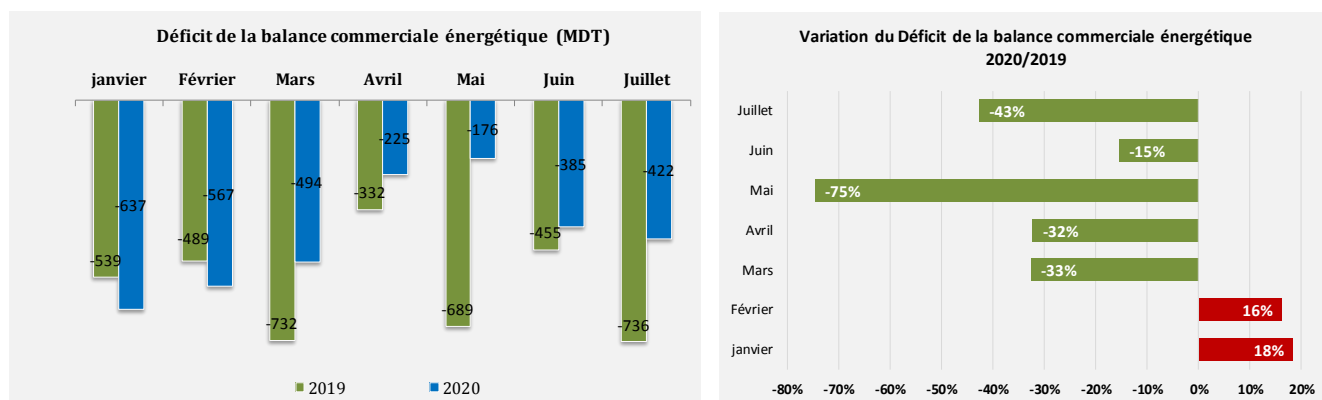
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **46%** accompagné par une baisse des importations en valeur de **32%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **3972 MDT** durant les 7 premiers mois de **2019** à **2909**

MDT durant les 7 premiers mois de **2020**, soit une diminution de **27%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

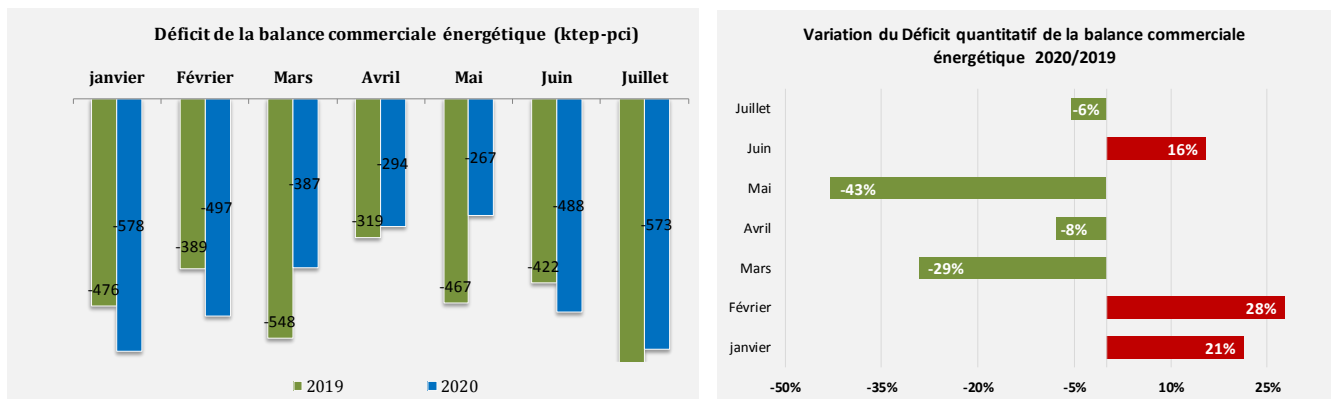


En calculant le déficit mensuel de la balance commerciale durant 2020 par rapport à **2019**, nous avons remarqué qu'il a baissé courant le mois de juillet **2020** de **15%** par rapport au mois de juin 2019:

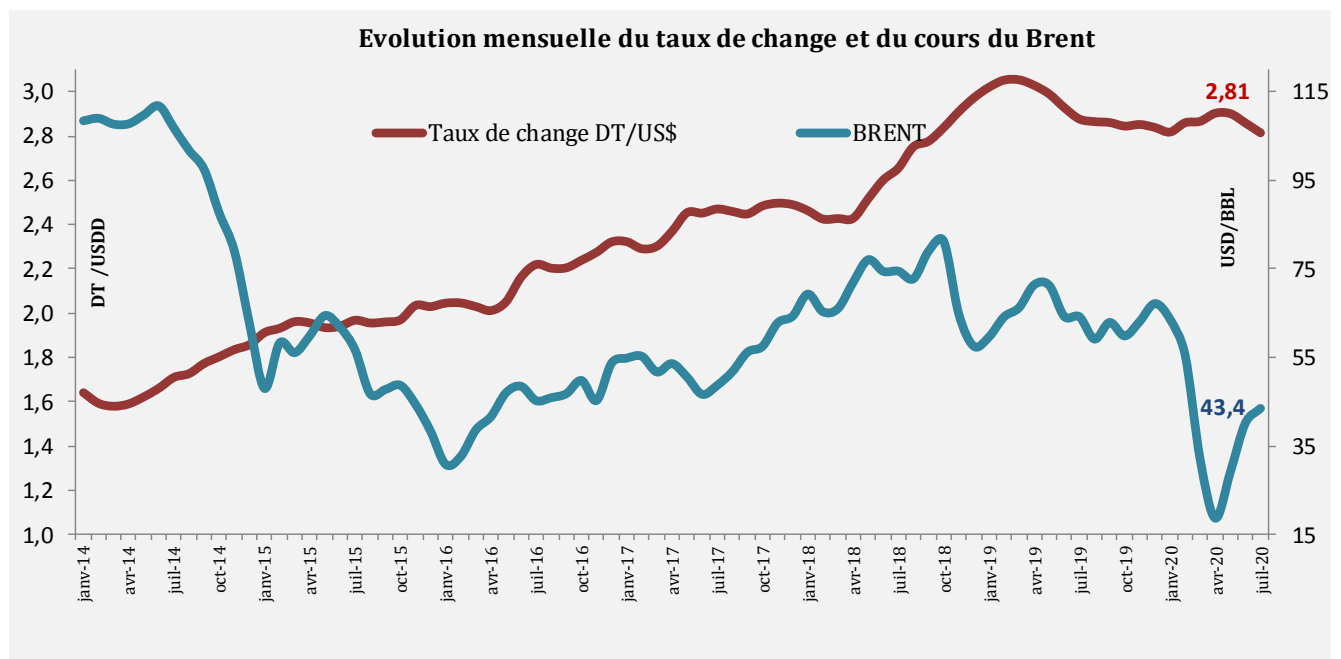


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 6% (+) courant le mois de juillet 2020 par rapport à juillet 2019 comme le montre le graphique suivant :

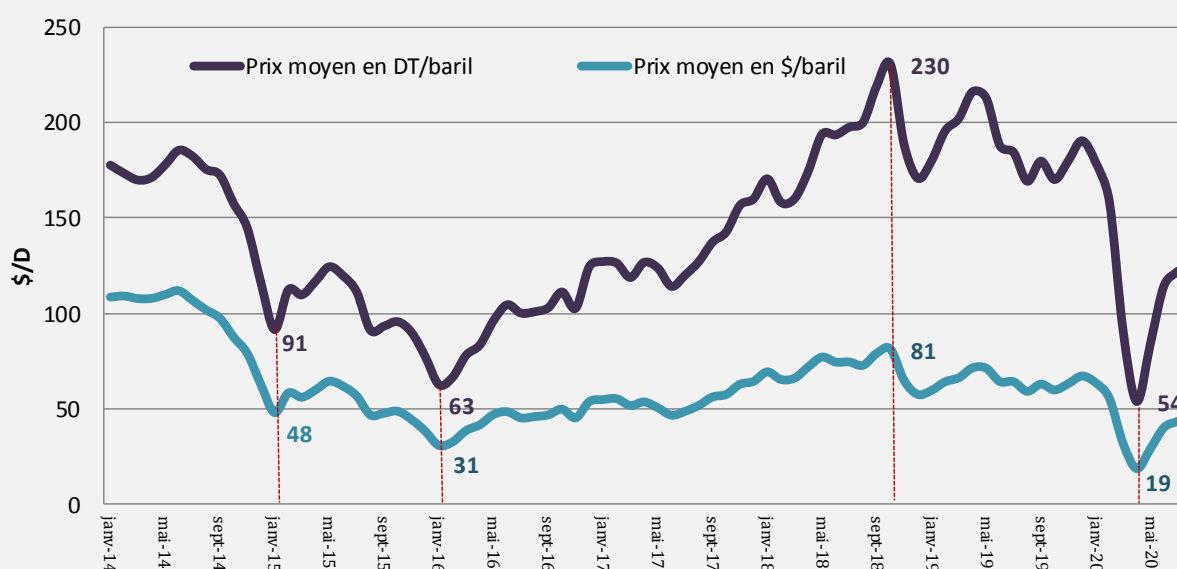


En effet, Durant le mois de de juillet **2020**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **21 \$/bbl** : **43 \$/bbl** courant juillet **2020** contre **64 \$/bbl** courant juillet **2019** et ont enregistré, par contre, une hausse de plus de **3\$/bbl** par rapport à juin **2020**.



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.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en D/baril



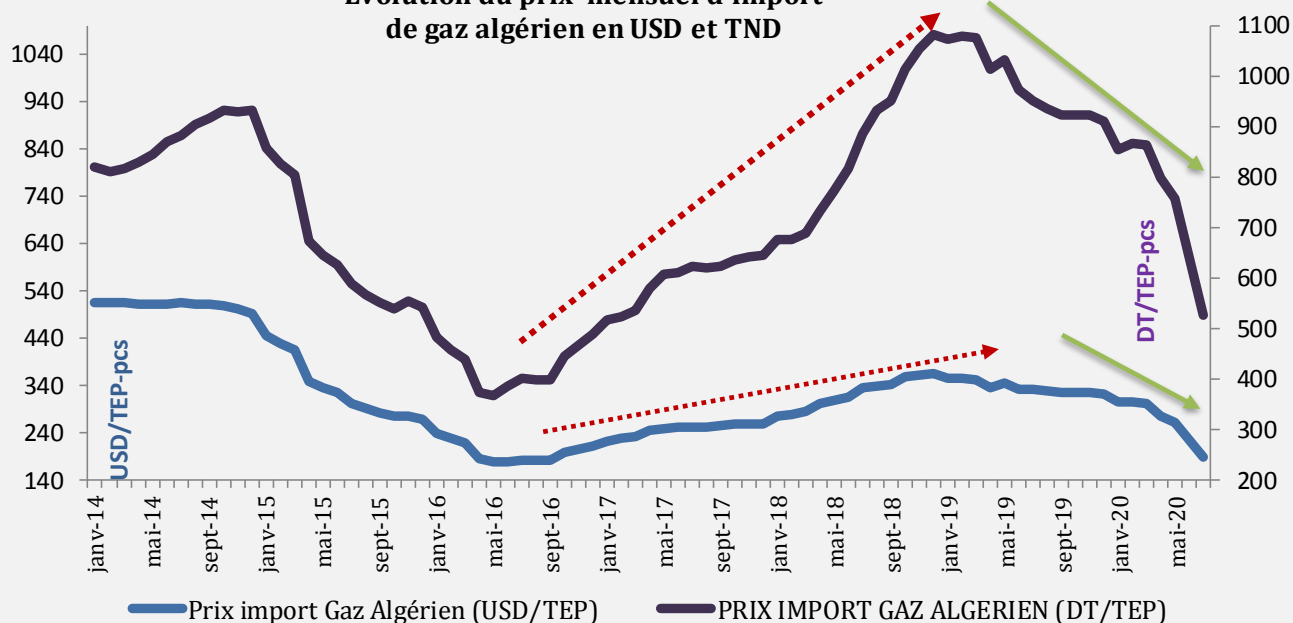
Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre les 7 premiers mois de **2019** et 7 premiers mois de **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **39%** : **65.7 \$/bbl** contre **40.2 \$/bbl**.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre 7 premiers mois de **2019** et 7 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 **28%** en DT et de **24%** en \$ entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020**.

Evolution du prix mensuel d'import de gaz algérien en USD et TND



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 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 **16%** en quantité et de **43%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **34%**, 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 **730** kt de pétrole brut à fin juillet **2020** dont **47%** brut local contre **20** kt seulement à fin juillet **2019**.

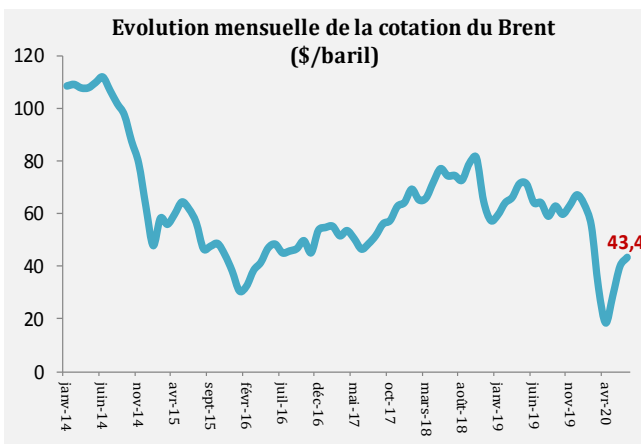
(+) Baisse des achats du gaz algérien de **7%** en quantité vue le ralentissement des activités économiques et les mesures de confinement.

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

3 Prix de l'énergie

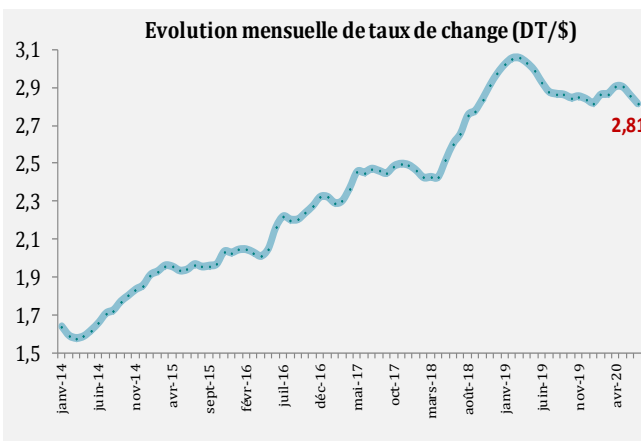
1- Brent

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		
Septembre	78,9	62,8		
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		
Septembre	2,78	2,86		
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 juillet	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	139,6	49,1
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	105,8	37,2

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Unités	A fin juillet				
		Prix import ⁽¹⁾	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente nominal ⁽⁴⁾	Prix de vente ⁽⁵⁾
Essence SSP	Millimes/litre	938	724	192	1855	1945
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1024	288	157	1470	1490
Gasol S.S.	Millimes/litre	972	495	158	1626	1725
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	602	111	32	745	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1162	75	304	1540	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	15,10	0,970	3,948	20	7,7

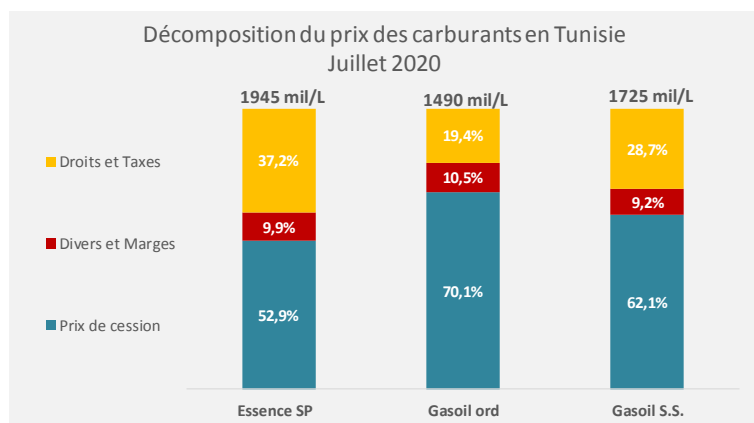
(1) Prix moyen pondéré

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

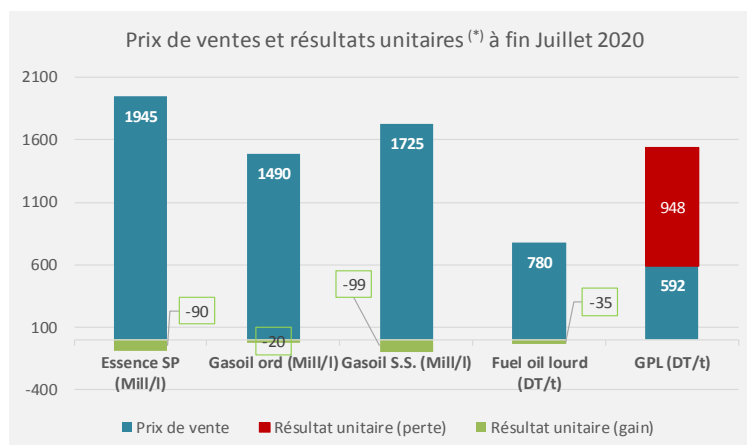
(5) Prix de vente en vigueur aux publics à partir du 08/07/2020

(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

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		2019	A fin juillet
Prix d'importation Gaz Algérien		977	738
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 juillet		
		2019	2020	Var (%)
El borma	233	138,7	131,8	-5%
Ashtart	216	128,1	122,8	-4%
Hasdrubal	150	100,3	81,1	-19%
Adam	138	87,5	63,5	-27%
M.L.D	96	56,0	53,5	-5%
El Hajeb/Guebiba	95	57,9	52,0	-10%
Cherouq	106	68,0	49,6	-27%
Miskar	83	47,2	46,3	-1,9%
Cercina	76	45,8	42,3	-8%
Barka	4	2,4	56,0	2252%
Franig/Bag/Tarfa	50	22,6	34,1	51%
Ouedzar	56	34,5	34,8	1%
Gherib	56	33,6	28,6	-15%
Nawara	0	0	11,6	-
Autres	303	180	186	3%
TOTAL pétrole (kt)	1 664	1 003	994	-0,9%
TOTAL pétrole (ktep)	1 704	1 027	1 018	-0,9%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 686	1 015	1 007	-0,8%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 727	1 040	1 032	-0,8%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	138	88,9	82,6	-7%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	151	97	91	-7%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 824	1 104	1 090	-1,3%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 879	1 138	1 122	-1,3%

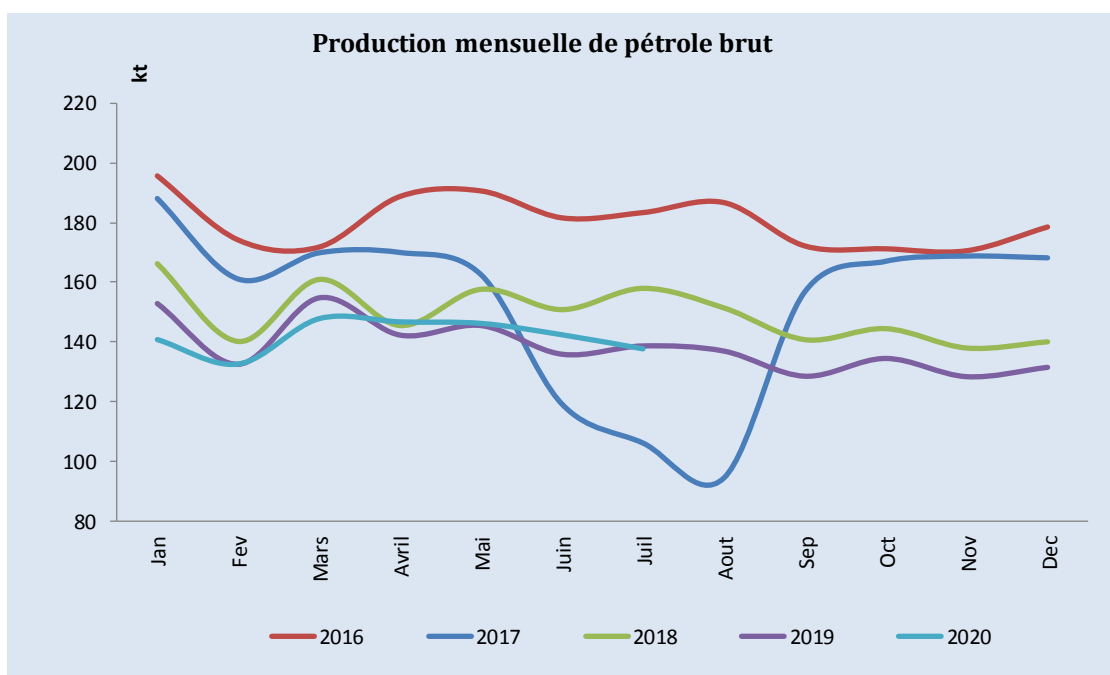
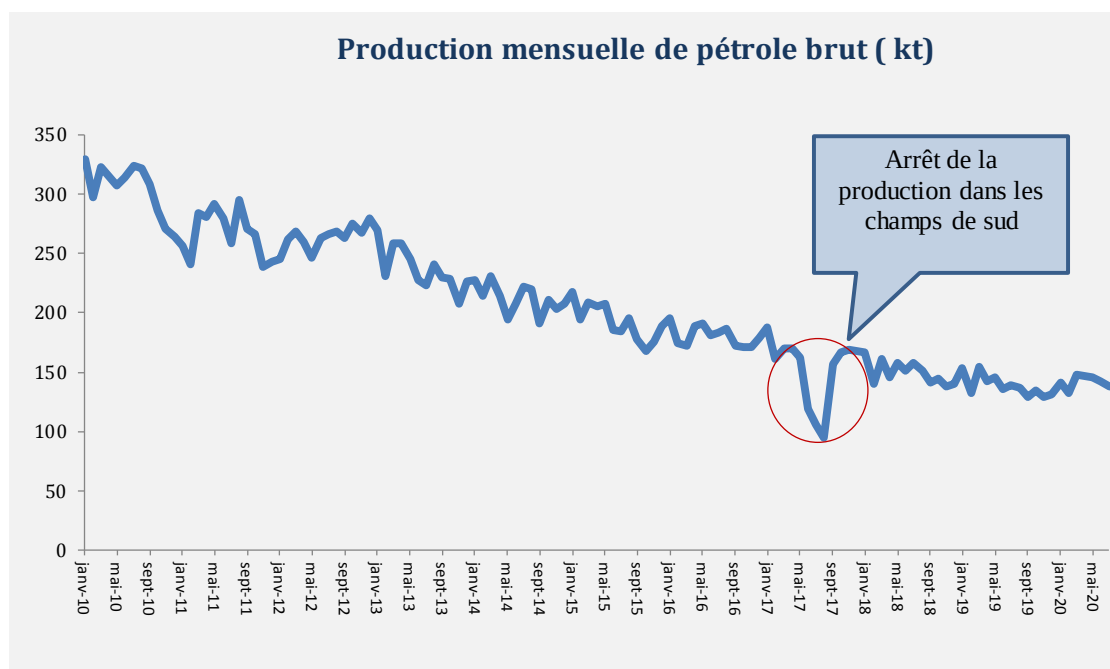
La production nationale de pétrole brut s'est située à **994 kt** à fin juillet **2020** enregistrant ainsi une légère baisse de **0.9%** par rapport à fin juillet **2019**. La production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : Adam (-27%), Cherouq (-27%), Hasdrubal (-19%), El borma (-5%), Ashtart (-4%), Gherib (-15%). El Hajeb/ Guebiba (-10%) et Cercina (-8%).

Il convient de noter :

- **Fermeture de la vanne d'El Kamour le 16/07/2020 à 16h00.**
- **Concessions Hasdrubal et Miskar:** Arrêt de la production du 22 au 25/07/2020 suite aux protestations à l'usine de traitement.
- **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 depuis le 28/06/2020 suite à un problème mécanique à la GTP
- **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.
- **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 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 **36.8** mille barils/j à fin juillet **2019** à **36** mille barils/j à fin juillet **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 juillet **2020** a diminué de **8%** par rapport à juin **2020**. La fermeture de la vanne d'El Kamour commence à avoir un impact sur la production en fonction de la capacité de stockage de chaque concession.

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 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 juillet				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 000	2 361,7	1 214	1 148	-5%	-7%
Production nationale	1 555	1 651,5	937	942	0,5%	-5%
Miskar	572	821,9	323	311	-4%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	296	192,3	181	163	-10%	-2%
Gaz Chergui	176	136,2	105	91	-13%	-4%
Hasdrubal	401	305,5	268	223	-17%	-3%
Maamoura et Baraka	10	7,9	5	20	285%	9%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	101	187,8	56	66	18%	-10%
Nawara ⁽⁴⁾	0	0,0	0	69	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	445	710,2	277	206	-25%	-12%
Achats	3 121	477,7	1 757	1 642	-7%	13%
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 222	2624	1349	1276	-5%	-7%
Production nationale	1 728	1835	1041	1047	0,5%	-5%
Miskar	635	913	359	346	-3,7%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	329	214	201	181	-10%	-2%
Gaz Chergui	196	151	116	102	-13%	-4%
Hasdrubal	445	339	297	247	-17%	-3%
Maamoura et Baraka	11	9	6	22	285%	9%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	112	209	62	73	18%	-10%
Nawara ⁽⁴⁾	0	0	0	77	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	494	789	308	229	-25%	-12%
Achats	3 467	531	1953	1824	-7%	13%

(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

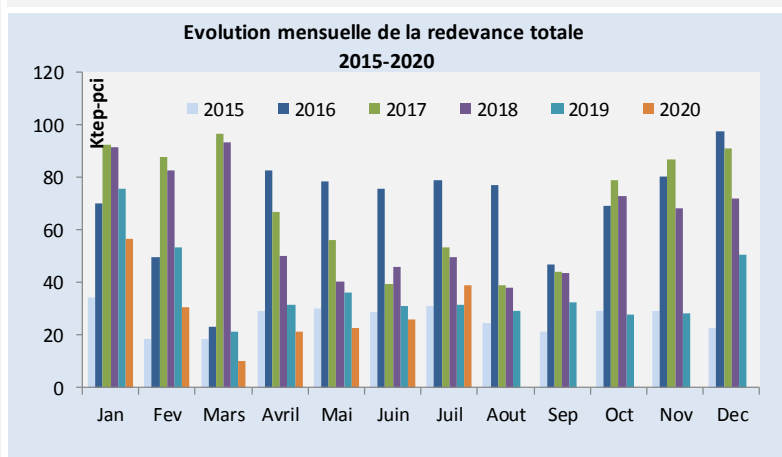
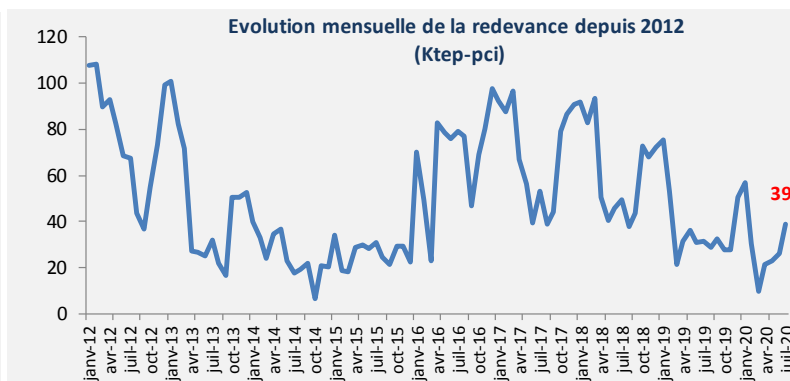
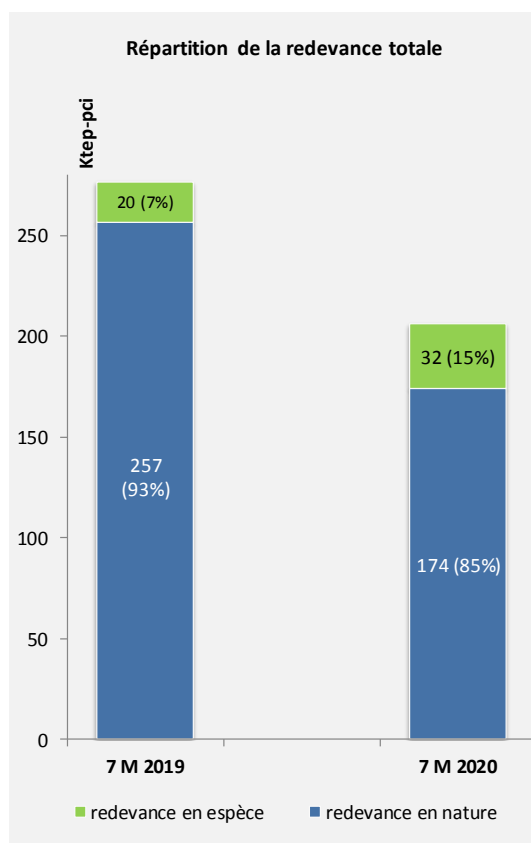
(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

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

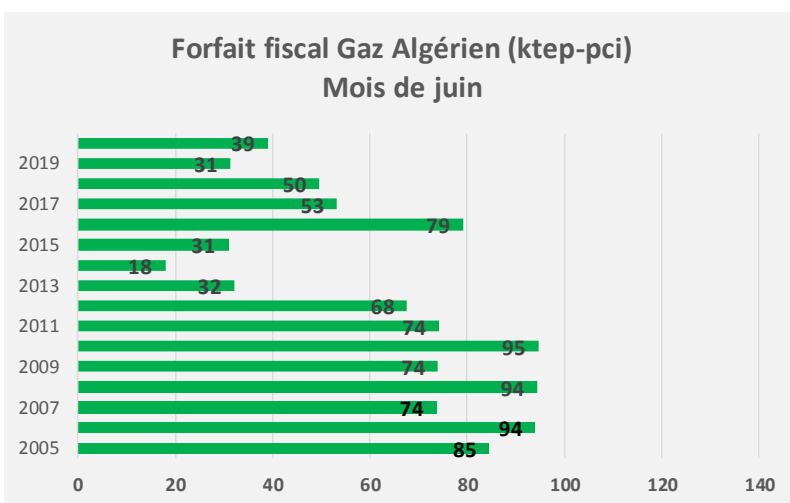
Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1148** ktep, à fin juillet **2020**, enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la chute du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de **25%**. La production a augmenté, par contre, de **0.5%**. 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 problème techniques et reprise du nouveau le 10/07/2020.

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **17%**, 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 **10%**,
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**-25%**) à fin juillet **2020** par rapport à fin juillet **2019**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre une augmentation de la redevance exportée à fin juin **2020** (16%) par rapport à celle exportée dans la même période en **2019** (6%).



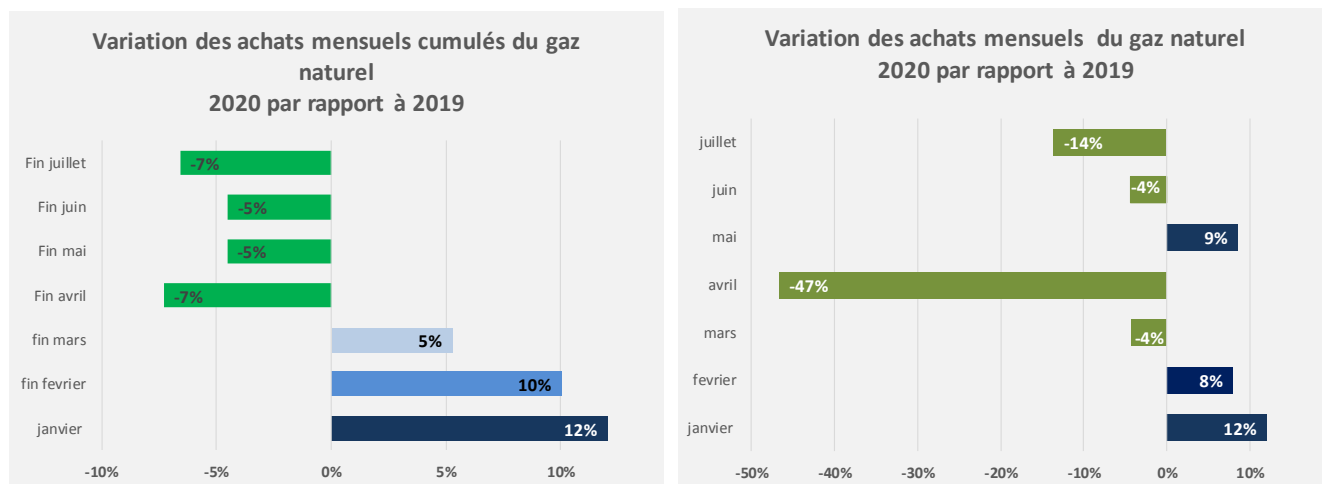
Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative ces derniers mois, la pandémie qui a touché l'Europe est notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie.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



Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **7%**, entre les 7 premiers mois de **2019** et les 7 premiers mois de **2020**, pour se situer à **1642 ktep** et ceci à cause du ralentissement économiques après les mesures de confinement.

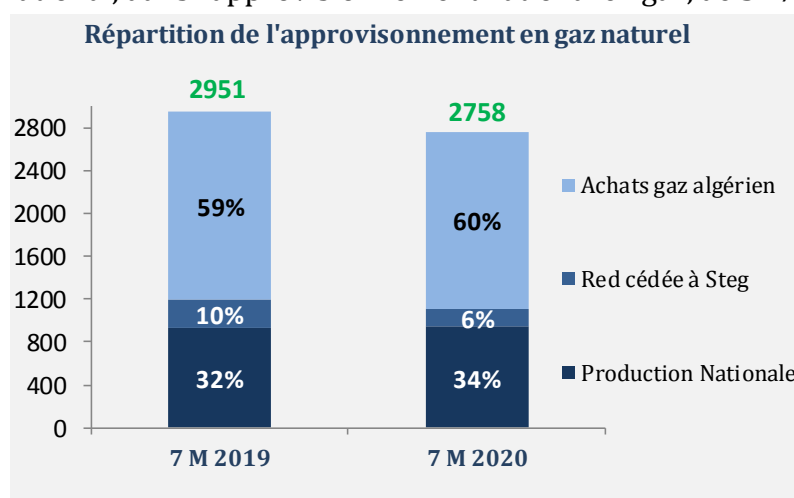
A noter que les achats ont baissé en cumul, en avril, pour la première fois en **2020**, à cause de la pandémie de corona. Néanmoins, même si les quantités importées étaient en hausse auparavant, le taux d'évolution a commencé de baisser à partir du mois de février **2020**.



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 baisser de **7%** à fin avril, **5%** respectivement à fin mai et fin juin **2020** et **7%** à fin juillet. D'ailleurs, les achats ont baissé courant le mois de juillet **2020** par rapport à juillet **2019** de **14%**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **7 %** entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020** pour se situer à **2758 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 **32%** à **34%**.
2. Baisse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **10%** à **6%**
3. Légère hausse de la part des achats du gaz algérien, dans l'approvisionnement national en gaz, de **59%** à **60%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	2019 (a)	A fin juillet 2020 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	0,8	15,4	1915%	
Essence Sans Pb	0,0	22,4	-	Reprise de l'unité de platforming (production de l'essence) le 06/06/2020 après un arrêt depuis aout 2019
Petrole Lampant	0,4	12,1	2838%	
Gasoil ordinaire	5,3	278,6	5169%	
Fuel oil BTS	6,4	234,1	3549%	
Virgin Naphta	5,7	152,1	2569%	
White Spirit	0,0	3,6	-	
Total production STIR	18,6	718,4	3767%	
Taux couverture STIR (3)	0,7%	32,2%	4451%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	0,2%	14,9%	5948%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	6	186	3000%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	56	-	

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.

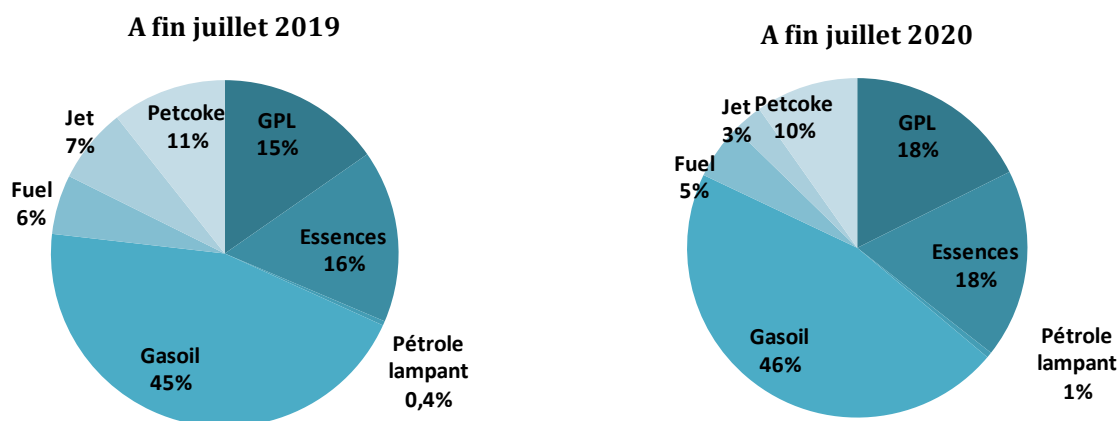
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

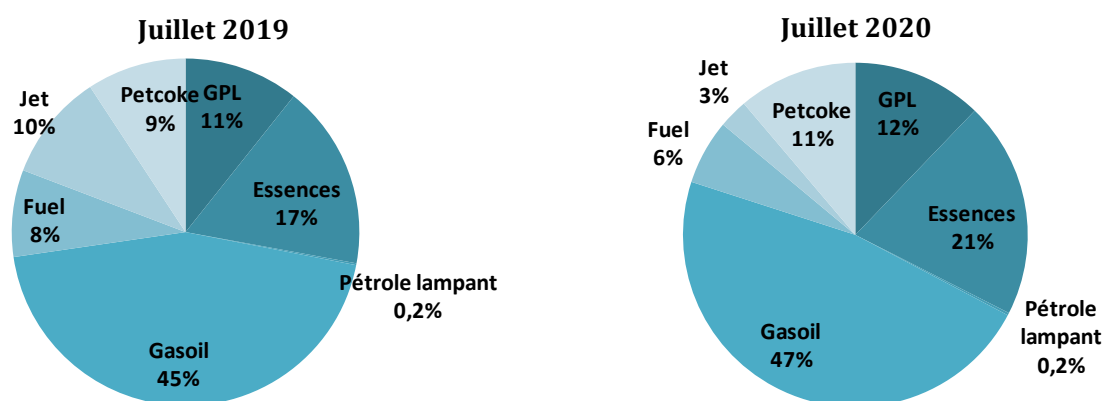
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2019	A fin juillet				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	669	308,3	401,2	392,6	-2%	2%
Essences	746	284,5	422,4	400,8	-5%	3%
Essence Super	0	1,3	0,0	0,0	-	-
Essence Sans Pb	728	283,2	412,2	392,9	-5%	3%
Essence premium	18	0,0	10,2	7,9	-23%	-
Pétrole lampant	16,5	42,8	10,6	12,1	13%	-12%
Gasoil	2061	1102,5	1180,6	1022,7	-13%	-1%
Gasoil ordinaire	1678	1042,1	968,9	854,4	-12%	-2%
Gasoil SS	376	60,3	207,8	165,0	-21%	11%
Gasoil premium	7	0,0	3,9	3,3	-15%	-
Fuel	240	220,6	145,4	117,7	-19%	-6%
STEG & STIR	6	5,5	0,6	17,6	2656%	12%
Hors (STEG & STIR)	234	215,1	144,8	100,1	-31%	-7%
Fuel gaz(STIR)	0	1,9	0,0	0,6	-	-11%
Jet	315	128,3	183,7	64,5	-65%	-7%
Coke de pétrole	446	187,5	279,2	217,6	-22%	1%
Total	4494	2276	2623	2229	-15%	-0,2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4488	2269	2623	2210	-16%	-0,3%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020**, une baisse de **15%** pour se situer à **2229 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 **5%**, du gasoil de **13%**, du jet de **65%** et de coke de pétrole de **22%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **7%** à **3%**.



Par contre, une mutation a été observée entre le mois de juillet **2019** et le mois de juillet **2020** notamment la part du jet qui est passée de **10%** à **3%** et celle des essences qui est passé de **17%** à **21%**.



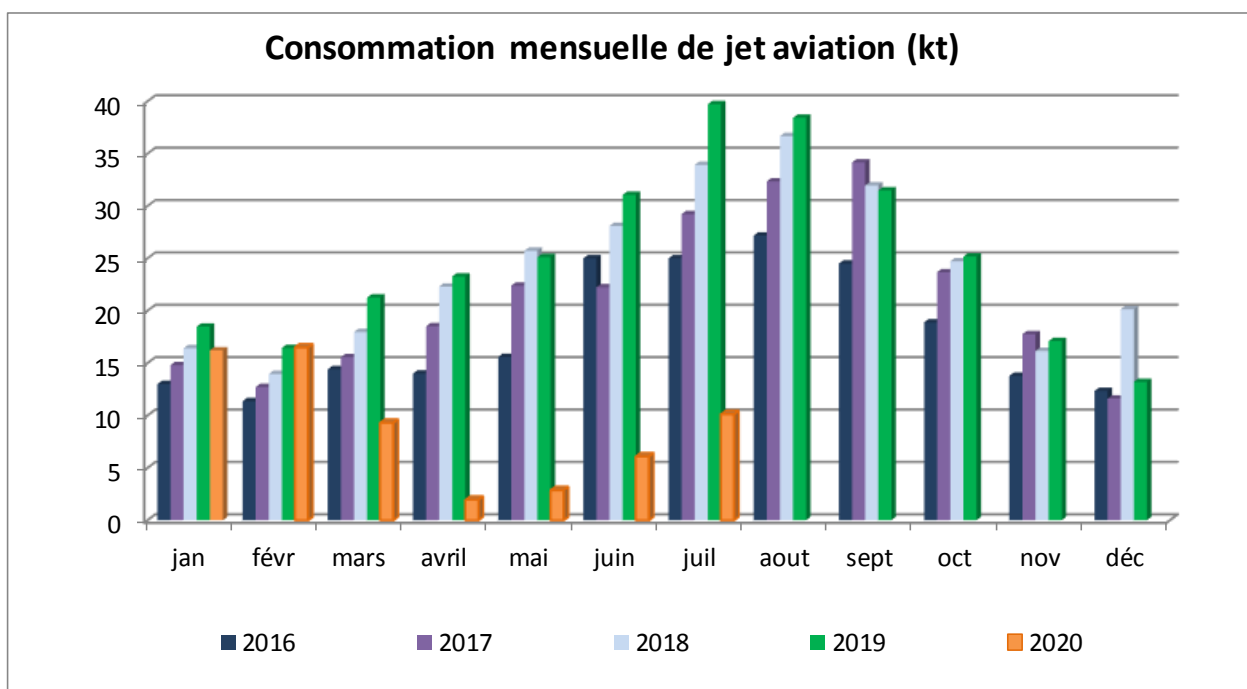
La consommation de carburants routiers a diminué, à fin juillet **2020**, de **11%** par rapport à fin juillet **2019**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers. Elle a diminué, par contre de **5%** seulement courant le mois de juillet 2020.

La consommation de gasoil total a diminué de **13%** par rapport au niveau de l'année dernière et de même celle des essences de **5%**.

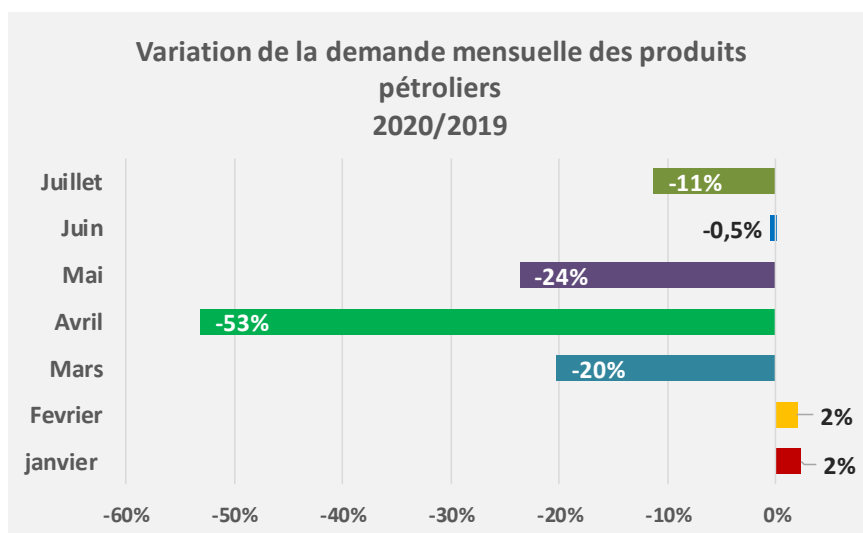
La consommation de GPL a diminué de **2%** entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020**. Les températures ont été relativement douces courant les deux premiers mois de 2020 par rapport à la même période de 2020, la plus grande évolution a été observée courant le mois de mars 2020 (+13%) suivi d'une 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.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **22%** entre fin juillet **2019** et fin juillet **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.

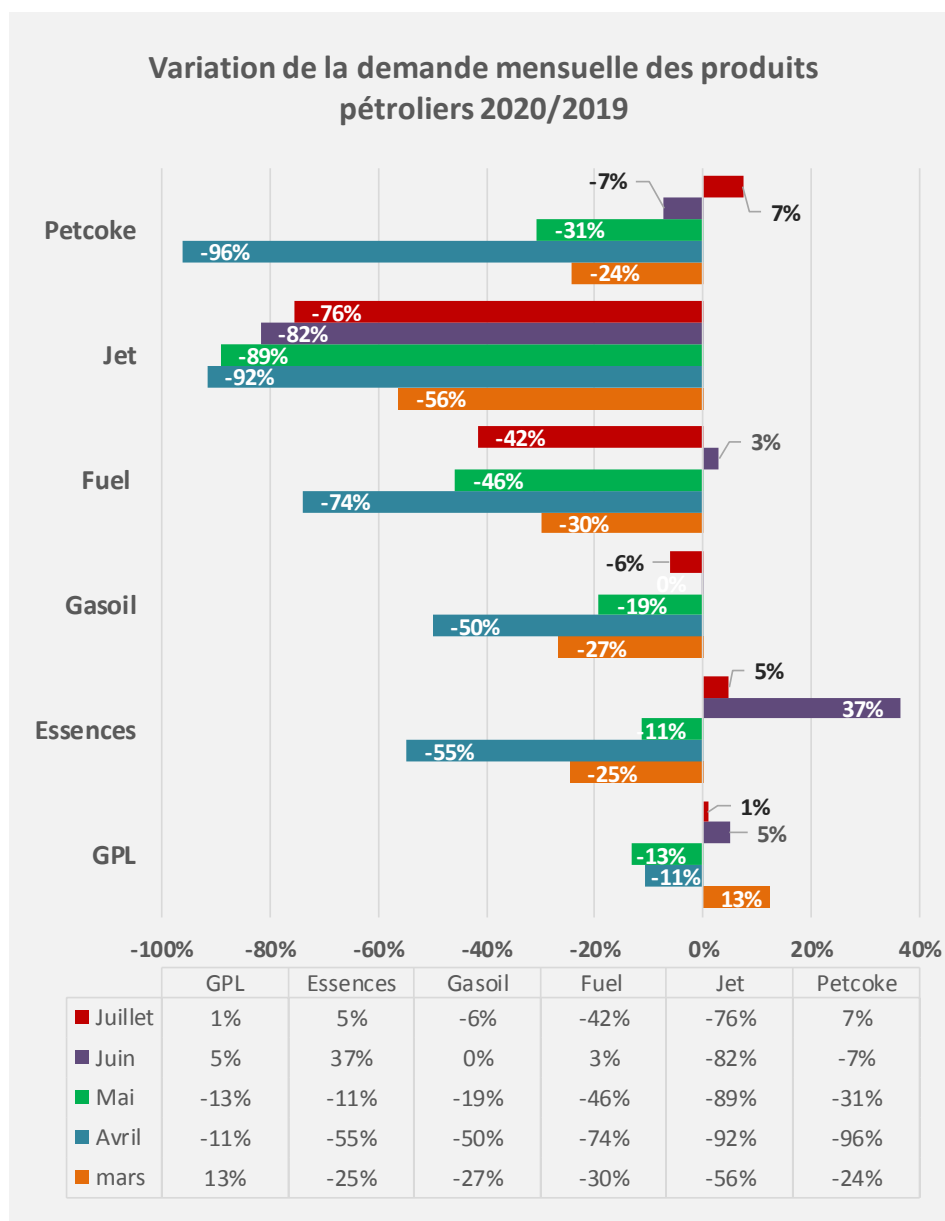
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **65%** courant les 7 premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente. Elle a baissé de **76%** courant le mois de juillet **2020** à cause de la ralentissement des activités de secteur 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 (-11% en juillet 2020 par rapport à juillet 2019).



Quelques produits ont commencé à enregistrer une évolution positive à l'instar des essences : +37% en juin et +5% en juillet probablement à cause de l'absence du marché parallèle et le GPL : +5% en juin et 1% en juillet, pour le reste des produits, l'évolution reste plutôt négative comme le montre le graphique suivant :



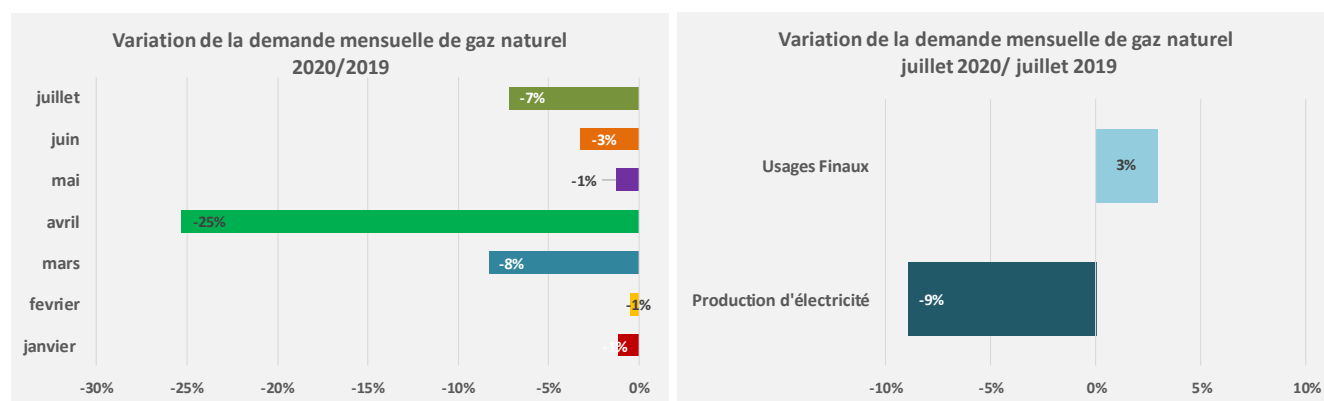
II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin juillet				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 077	2 508	2 948	2 757	-7%	1%
Production d'électricité	3 777	1 811	2 141	2 096	-2,1%	1%
Hors prod élec	1 300	698	808	661	-18%	-1%
Haute pression	332	220	200	129	-35%	-5%
Moy&Basse pression	967	478	608	532	-13%	1%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 641	2 787	3 276	3 063	-7%	1%
Production d'électricité	4 197	2 012	2 378	2 329	-2,1%	1%
Hors prod élec	1 444	775	898	734	-18%	-1%
Haute pression	369	244	222	143	-35%	-5%
Moy&Basse pression	1 075	531	676	591	-13%	1%

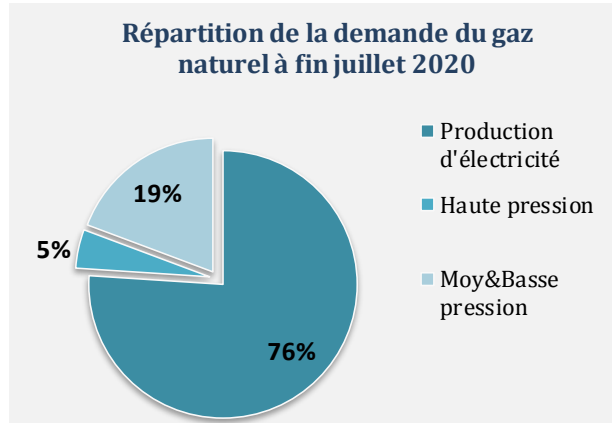
La demande totale de gaz naturel a enregistré une diminution de **7%** entre les 7 premiers mois de **2019** et les 7 premiers mois de **2020** pour se situer à **2757 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère diminution de **2%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **18%**.

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 à partir du mois de mars **2020**, cette baisse s'est située à **7%** courant le mois de juillet **2020** par rapport au mois de juillet **2019**. la demande pour la production électrique a baissé de 9% alors que celle pour les usages finaux a augmenté de 3% comme le montre le graphique suivant :



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**76%** de la demande totale à fin juillet 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 **18%** pour se situer à **661 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de **13%** et celle des clients haute pression de **35%**.



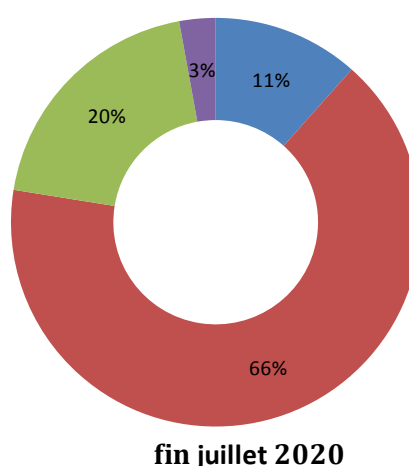
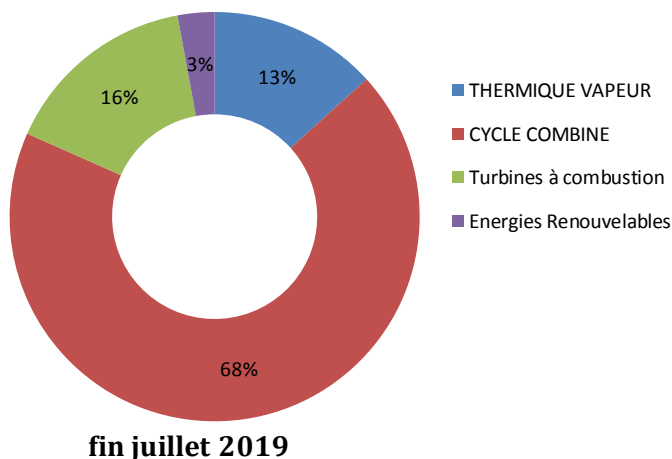
Cette diminution au niveau des clients MP-BP qui a commencé depuis le début de l'année est due essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les **2** premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente et à la baisse des activités économiques courant 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% des 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 **1 %** entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020** pour passer de **213 tep/GWh** à **215,3 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 **66%** de la part des cycles combinés dans la production courant les 7 premiers mois de **2020** contre **68%** courant les 7 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



3 Exploration et développement

	Réalisé 2019	Juillet		A fin juillet	
		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	2	1
Nb forages dévelop.	5	1	0	4	3
Nb de découvertes	4	1	0	2	2

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juillet 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 juin 2020

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Baraka PC- 1	Baraka	29/02/2020	Profondeur actuelle : 2352 m 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 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 trois nouveaux puits de développement à fin juillet 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	Fin des opérations de forage et libération du rig.
03	Baraka C1	Baraka	04/06/2020	1995	Fin des opérations de forage.

- 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	A fin juillet				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	17007	6 501	9 475	9106	-4%	3%
FUEL + GASOIL	0,4	3	0,3	16	5021%	18%
GAZ NATUREL	16441	6379	9140	8772	-4%	3%
HYDRAULIQUE	66	35	44	28	-35%	-2%
EOLIENNE	500	84,3	291	290	0%	13%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0	0,2	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3071	1951	2023	2025	0%	0,4%
ACHAT TIERS	155	45	81	74	-8%	5%
PRODUCTION NATIONALE	20233	8 496	11 578	11 205	-3%	3%
Production pour marché local	20075	8 515	11 513	10 742	-7%	2%

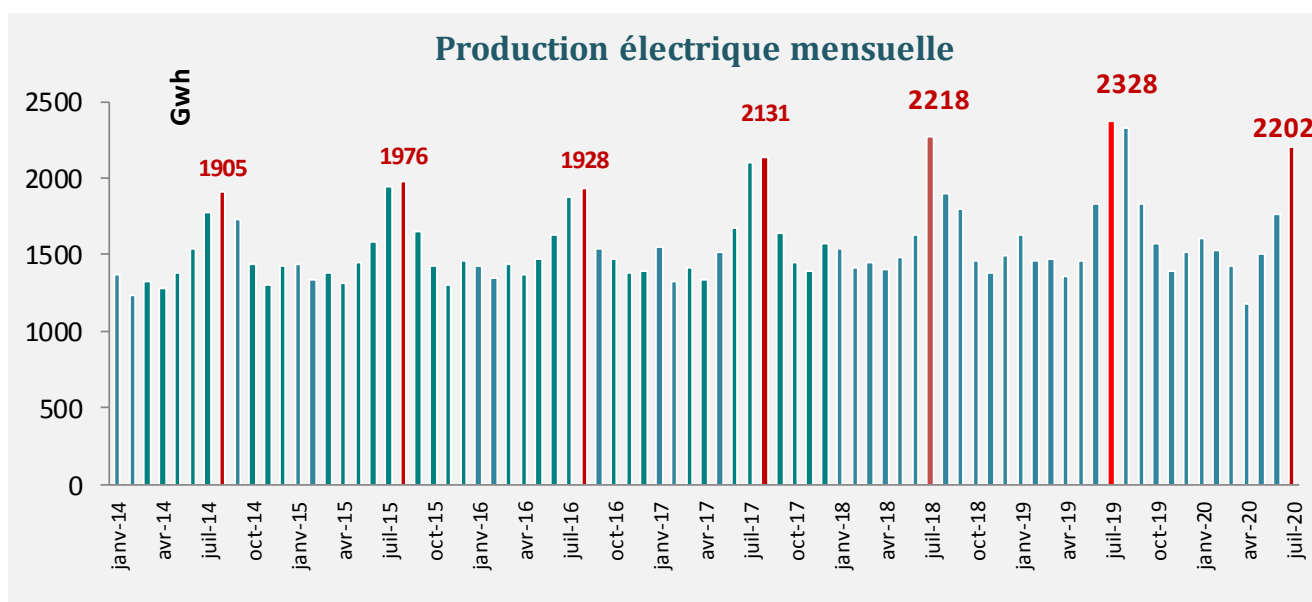
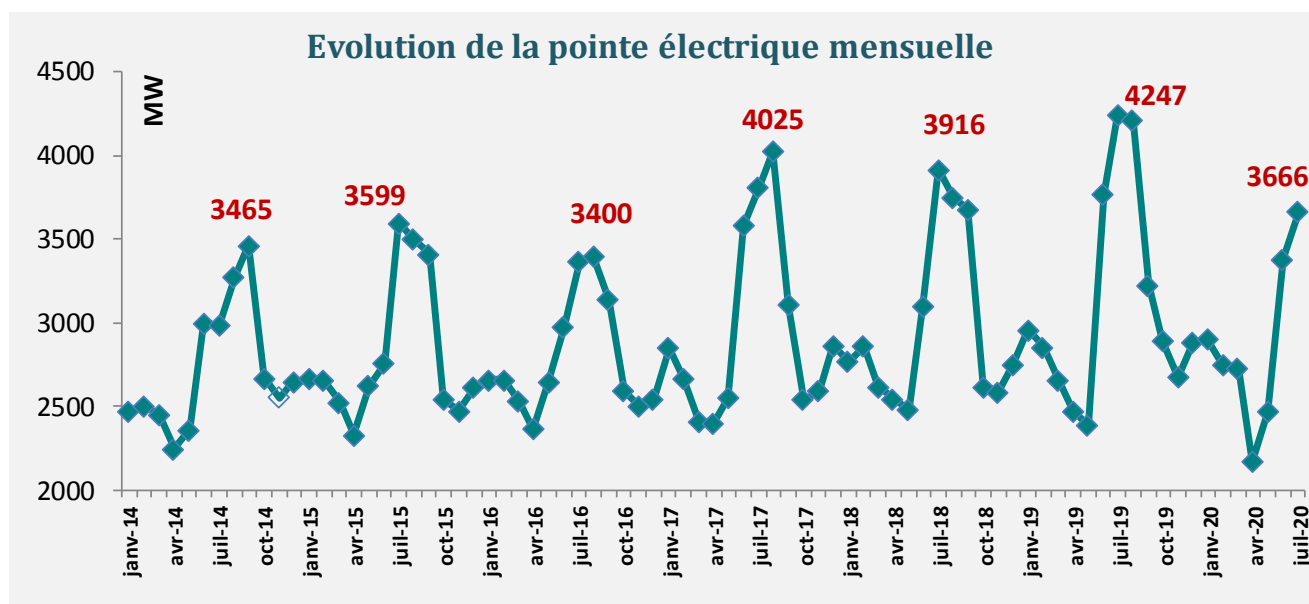
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

La production totale d'électricité a enregistré durant les 7 premiers mois de **2020** une diminution de **3%** pour se situer à **11205 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **11578 GWh** durant la même période de **2019**. La production destinée au marché local a diminué, par contre, de **7%**.

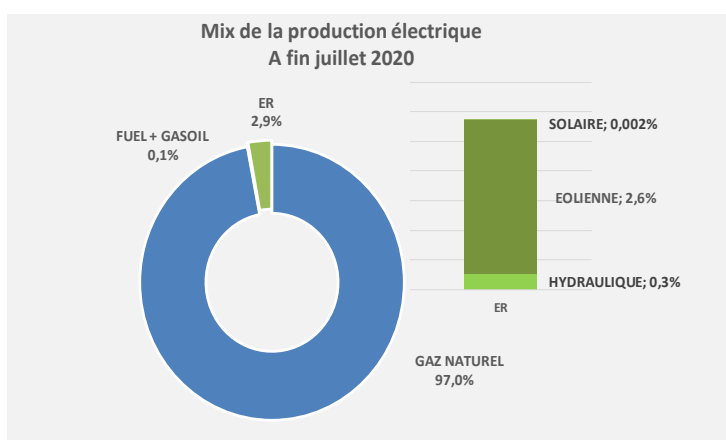
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de **312 mégawatts (MW)**. La deuxième tranche est entrée en production le **27 juin 2020** pour atteindre une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

La pointe a enregistré une diminution de **14%** pour se situer à **3666 MW** à fin juillet **2020** contre **4247 MW** à fin juillet 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 **81%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STE G + IPP) a diminué de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2,9%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à **fin juillet 2020**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

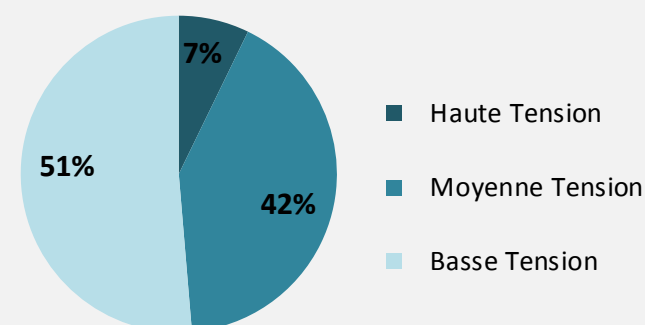
	Réalisé 2019	A fin juillet				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1264	751	734	615	-16%	-2%
Moyenne tension	6973	3471	3961	3532	-11%	0%
Basse tension	8129	3126	4364	4373	0%	3%
TOTAL VENTES **	16367	7 348	9 060	8 519	-6,0%	1,5%

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

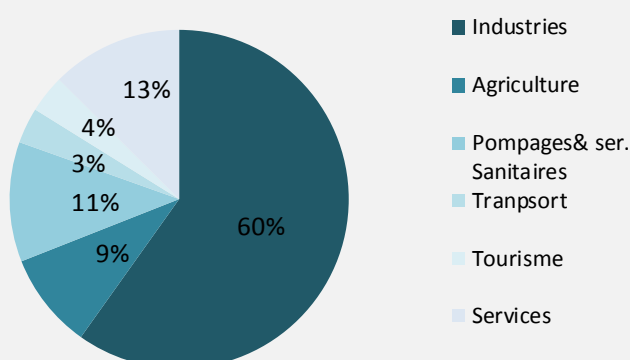
Les ventes d' électricité ont enregistré une baisse de **6%** entre fin juillet **2019** et fin juillet **2020**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **16%** et celles des clients de la moyenne tension de **11%**.

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 juillet 2020**



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



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **60%** de la totalité de la demande des clients HT&MT durant les 7 premiers mois de 2020.

2 Energies renouvelables

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

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
	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 (4 ^{ème} trimestre 2020)
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projet (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Mise en service d'un projet de 1MW
		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)
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	75 MW installés
		MT/HT	172 autorisations octroyées pour une puissance totale de 32MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 94% . Mise en production prévue en octobre 2020
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 64% . Mise en production prévue en novembre 2020

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offre de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à nabeul, 100MW à Djebel Tbagà à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent Acquisition des mâts de mesure En cours d'approbation de l'installation des mâts de mesure.
		Appel d'offre de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs	En cours de restructuration.
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projet (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

Abréviations

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/Gwh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3 ,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

$$\text{TCAM} = (V_n/V_0)^{1/n} - 1$$

V_0 est la valeur de début et V_n est la valeur d'arrivée.