

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, fin novembre 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

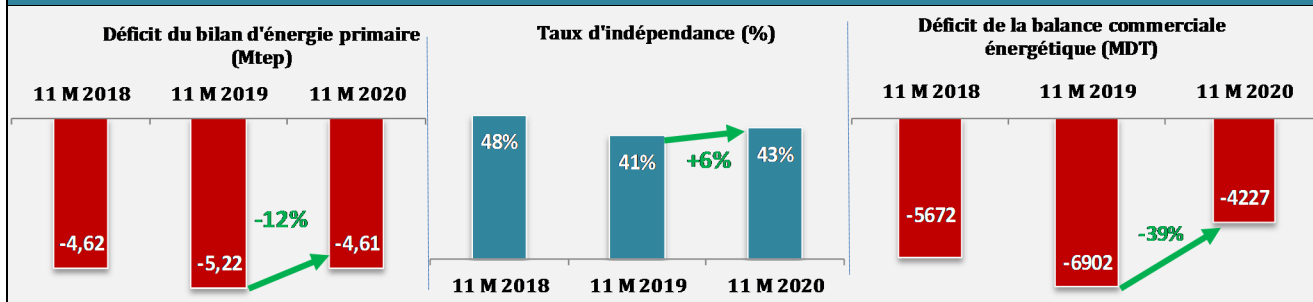
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

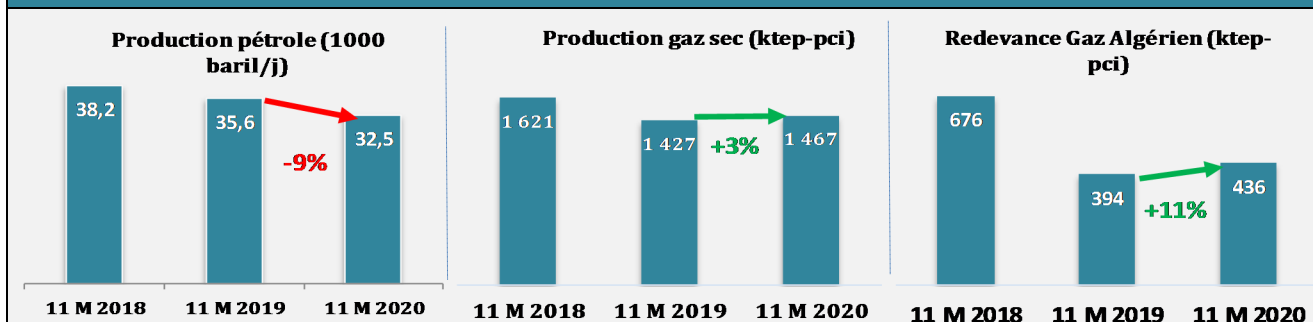


Faits marquants des onze premiers mois de 2020

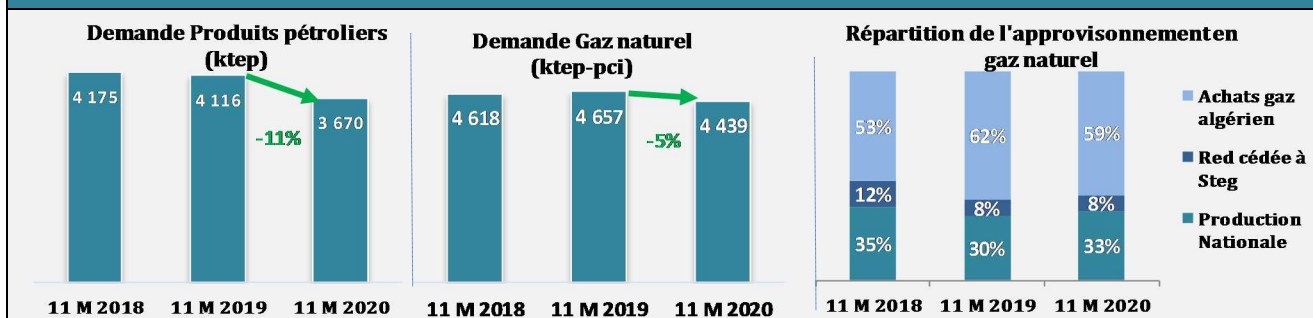
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



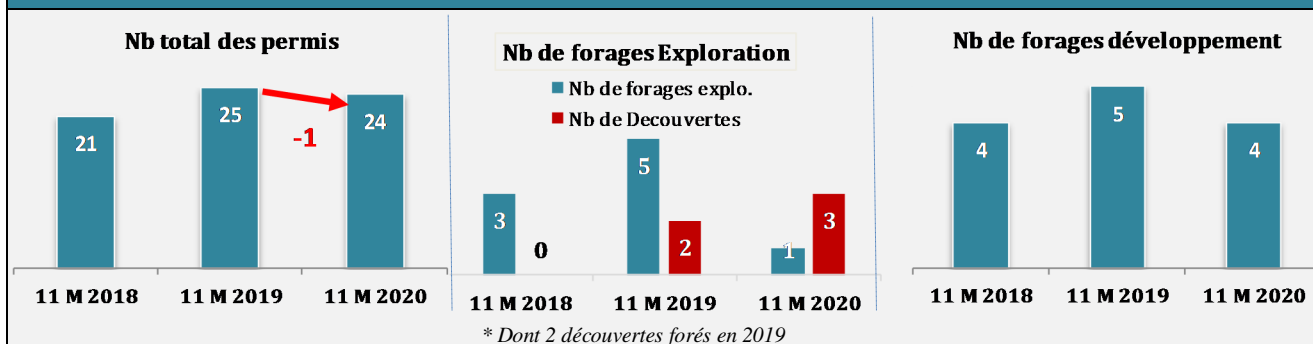
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



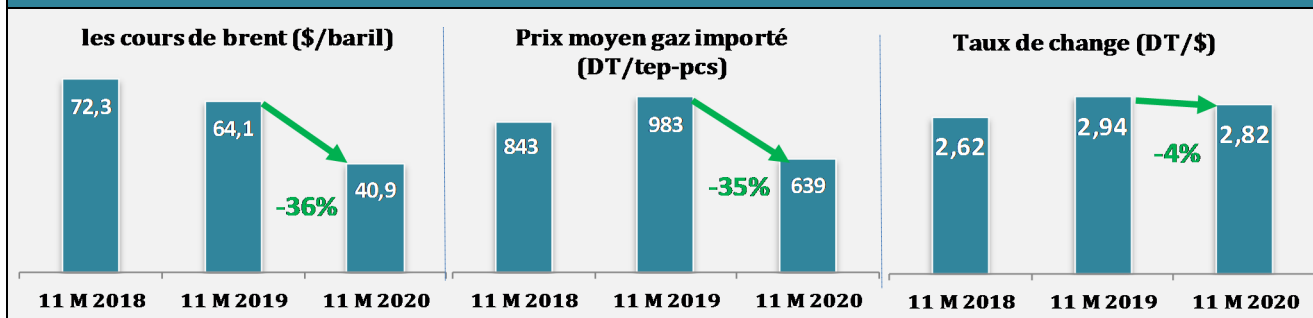
Demande des hydrocarbures



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 novembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	3957	6600	3595	3537	-2%	-6%
Pétrole ⁽¹⁾	1727	3068	1591	1459	-8%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	151	202,8	139	135	-3%	-4%
Gaz naturel	2030	3316	1821	1903	4%	-5%
<i>Production</i>	1585	2420	1427	1467	3%	-5%
<i>Redevance</i>	445	896	394	436	11%	-7%
Elec primaire	49	13,1	43,1	40	-7%	12%
DEMANDE	9660	7318	8816	8149	-8%	1%
Produits pétroliers	4494	3371	4116	3670	-11%	0,9%
Gaz naturel	5118	3934	4657	4439	-5%	1%
Elec primaire	49	13,1	43	40	-7%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5703	-718	-5221	-4613		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6148	-1615	-5615	-5049		

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

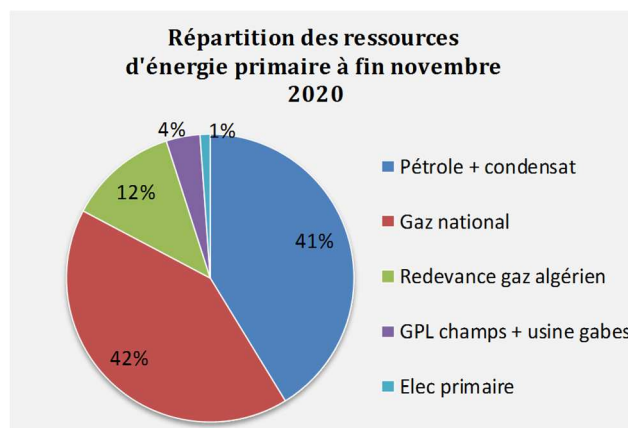
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

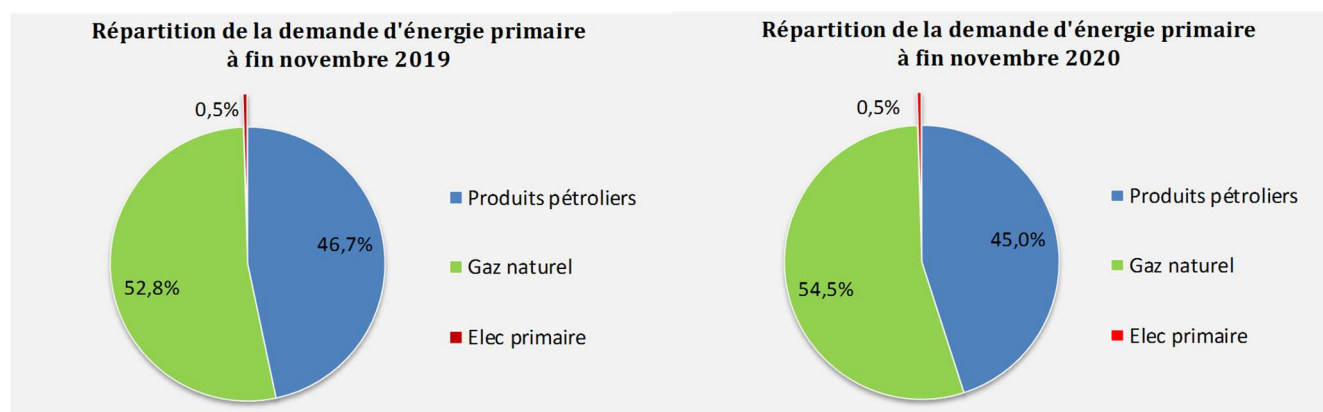
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.5 Mtep** à fin novembre **2020**, enregistrant ainsi une baisse de **2%** par rapport à la même période de l'année précédant à cause, surtout, de la baisse de la production de pétrole brut et de GPL primaire.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **83%** 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 novembre **2019** et fin novembre **2020** pour passer de **8.8 Mtep** à **8.1 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **5%** et celle des produits pétroliers de **11%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet le gaz naturel qui représente **53%** à fin novembre **2019** est passé à **54%** à fin novembre **2020**. La demande des produits pétroliers est passé de **47%** à fin novembre **2019** à **45%** à fin novembre **2020**.

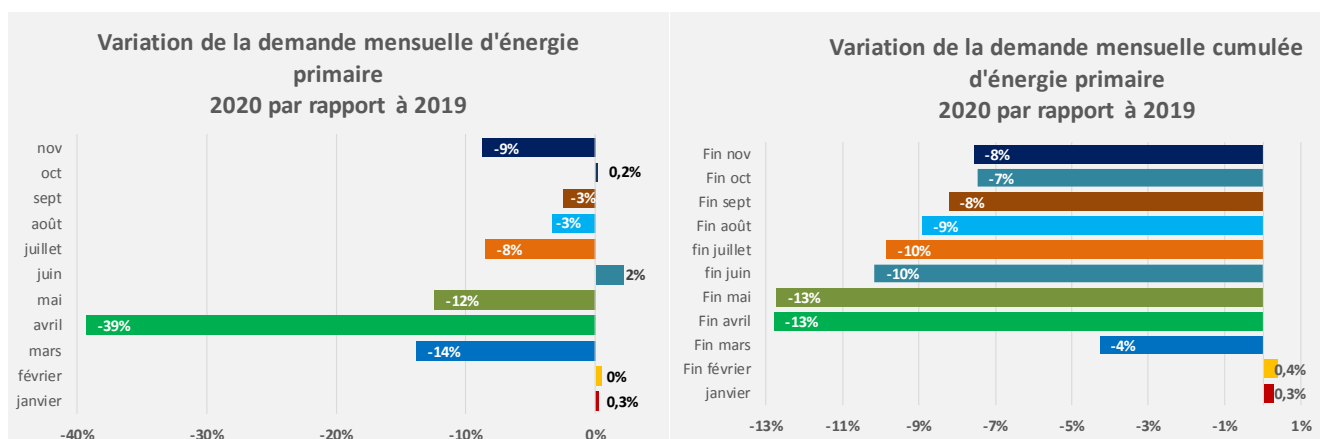


En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2020**, **un déficit de 4.6 Mtep** contre un déficit enregistré à fin novembre **2019** de **5.2 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **43%** à fin novembre **2020** contre **41%** à fin novembre **2019**.

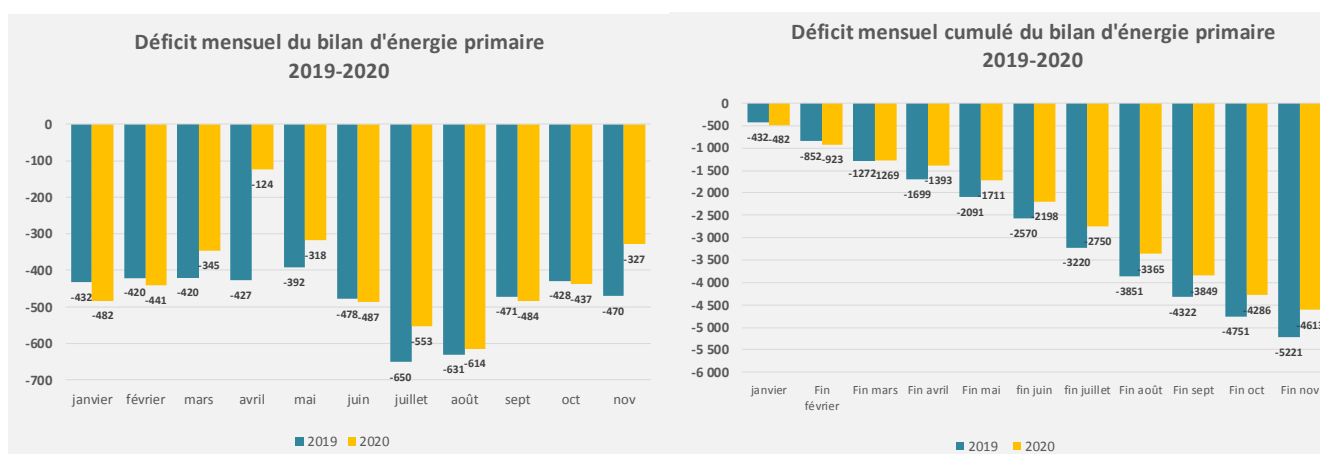
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** durant les **11** premiers mois de **2020** contre **36%** durant les **11** premiers mois de **2019**.

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 augmentation de **2%**. Durant les mois du juillet, août, septembre et octobre, la variation de la demande a enregistré de nouveau une baisse respective de **8%**, **3%**, **2%** et **0,5%**, pour atteindre le mois de novembre une diminution de **9%** ce qui a engendré une baisse cumulée de **8%** durant les **11** 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. Durant le 2^{ème} vague, le gouvernement a ajusté sa politique de lutte contre le virus en adoptant un ensemble de mesures progressives, à partir de fin septembre **2020**, pour endiguer la pandémie en limitant l'impact sur l'économie du pays.



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 **15%** en juillet 2020 et de **3%** en août 2020. Par contre le déficit a enregistré une légère augmentation en septembre et octobre **2020** respective de **4%** et **1%**. En novembre **2020**, le déficit a enregistré une diminution de **30%** ce qui a engendré une diminution du déficit de **12%** en cumul à fin novembre **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 novembre			A fin novembre			A fin novembre		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				1604	1703	6%	2203	1357	-38%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1474,7	1010,9	-31%	1511,1	1033,3	-32%	2109,9	787,1	-63%
ETAP	1029,1	654,3	-36%	1054,3	667,8	-37%	1477,5	521,6	-65%
PARTENAIRES	445,7	356,5	-20%	456,8	365,5	-20%	632,3	265,5	-58%
GPL Champs	33,0	36,3	10%	36,5	40,2	10%	35,1	29,8	-15%
ETAP	18,3	20,8	14%	20,2	23,0	14%	19,5	16,4	-16%
PARTENAIRES	14,8	15,5	5%	16,3	17,2	5%	15,6	13,3	-14%
PRODUITS PETROLIERS	21,0	541,4	2478%	22,1	544,4	2359%	30,2	491,1	1524%
Fuel oil (BTS)	0,0	350,2	-	0,0	342,8	-	0,0	321,2	-
Virgin naphtha	21,0	191,2	810%	22,1	201,6	810%	30,2	169,9	462%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				33,8	85,6	154%	27,65	49,48	79%
IMPORTATIONS				7182	6791	-5%	9105	5584	-39%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	62,5	682,1	992%	63,8	697,1	992%	94,8	688,6	627%
PRODUITS PETROLIERS	3834,7	3026,0	-21%	3849,1	3029,3	-21%	5869,1	3028,9	-48%
GPL	440,5	422,5	-4%	487,2	467,2	-4%	604,6	488,9	-19%
Gasoil ordinaire	1483,9	985,5	-34%	1524,0	1012,1	-34%	2610,4	1125,4	-57%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	326,7	324,0	-1%	335,5	332,8	-1%	592,4	358,6	-39%
Jet ⁽⁶⁾	284,0	91,4	-68%	294,0	94,6	-68%	540,4	115,2	-79%
Essence Sans Pb	612,9	606,6	-1%	640,4	633,9	-1%	1128,8	718,7	-36%
Fuel oil (HTS)	203,4	159,0	-22%	199,1	155,6	-22%	218,7	104,6	-52%
White spirit	2,2	0,0	-	2,3	0,0	-	7,0	0,0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	481,1	437,1	-9%	366,6	333,0	-9%	166,9	117,5	-30%
GAZ NATUREL				3269,2	3065,1	-6%	3140,7	1866,7	-41%
Redevance totale ⁽²⁾				394,2	436,1	11%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				2875,0	2629,0	-9%	3140,7	1866,7	-41%

(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

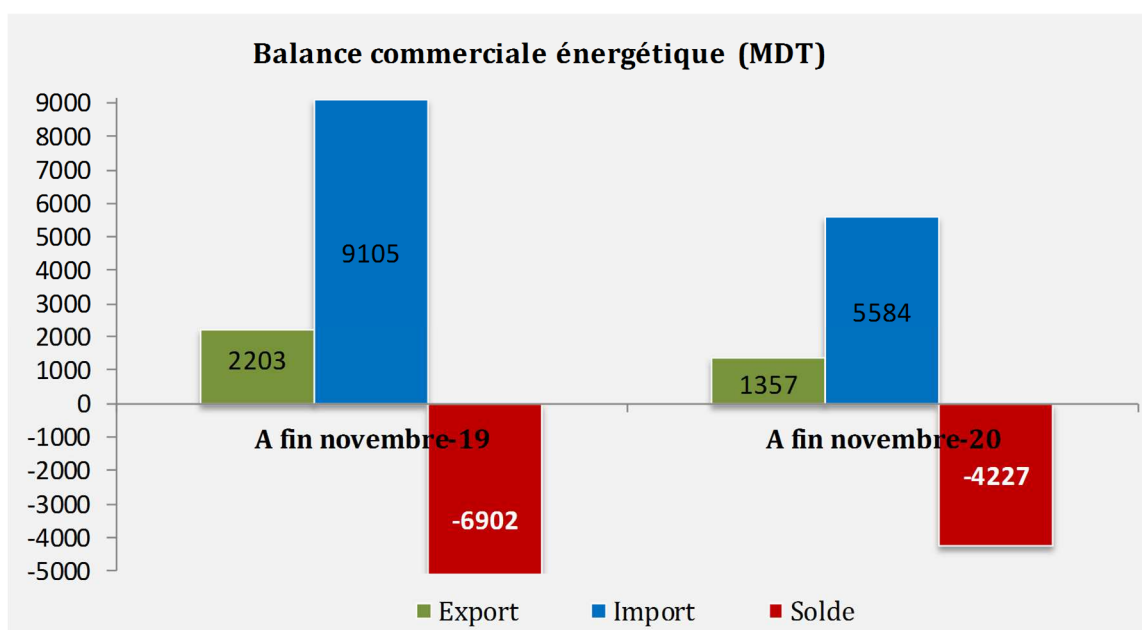
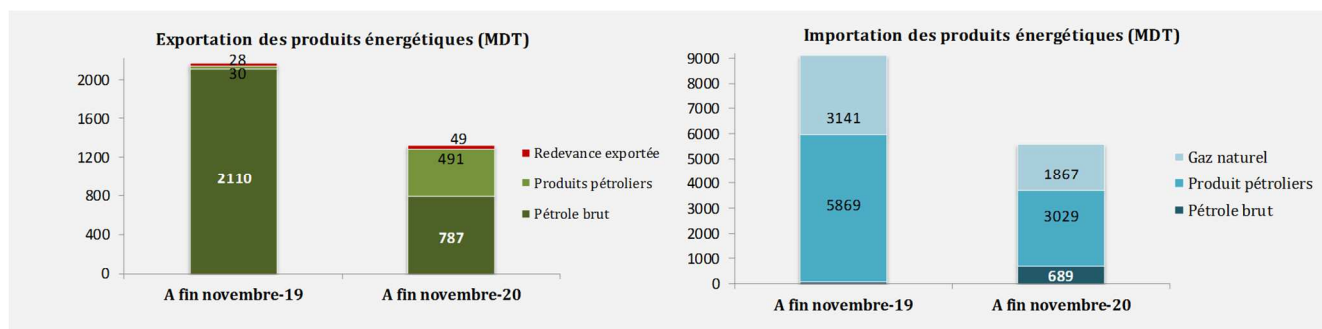
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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

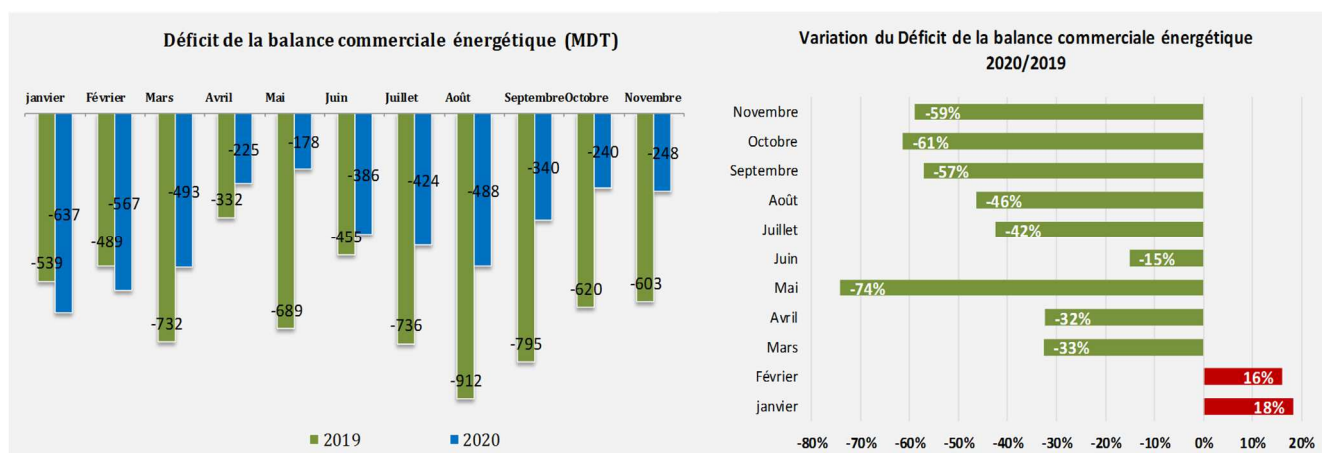
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **38%** accompagné par une baisse des importations en valeur aussi de **39%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **6902 MDT** durant les **11** mois de **2019** à **4227 MDT**

durant les **11** mois de **2020**, soit une diminution de **39%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

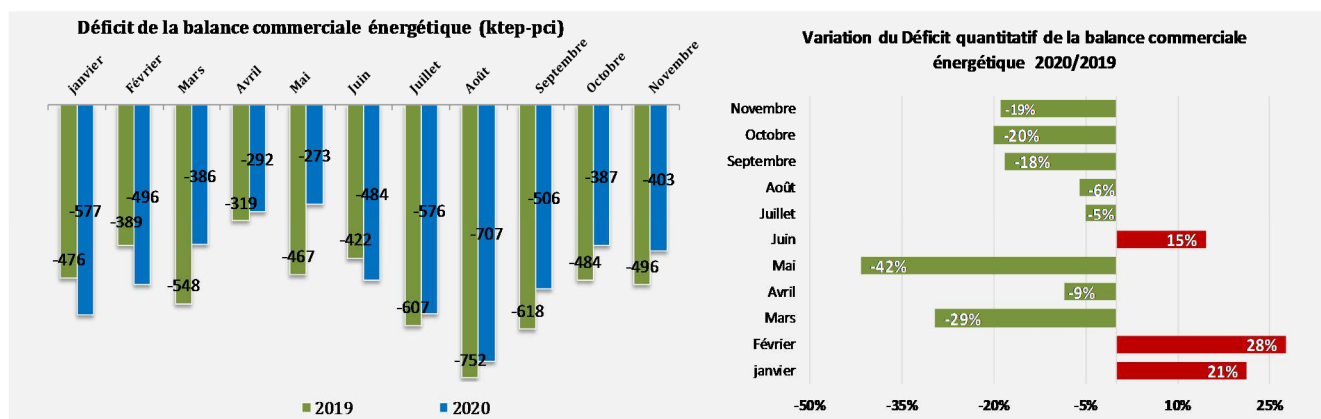


En calculant le déficit mensuel de la balance commerciale durant **2020** par rapport à **2019**, nous avons remarqué qu'il a baissé courant le mois de novembre **2020** de **59%** par rapport au mois de novembre **2019**:

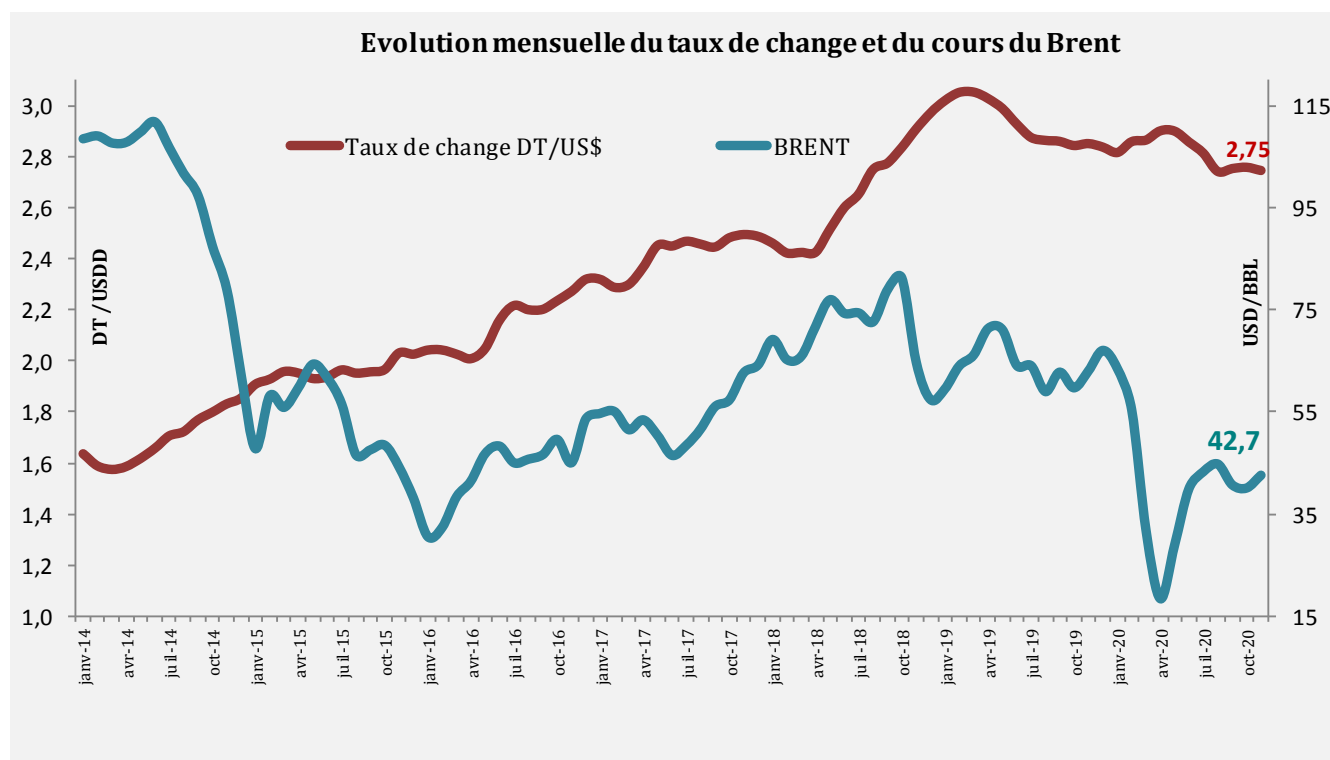


Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

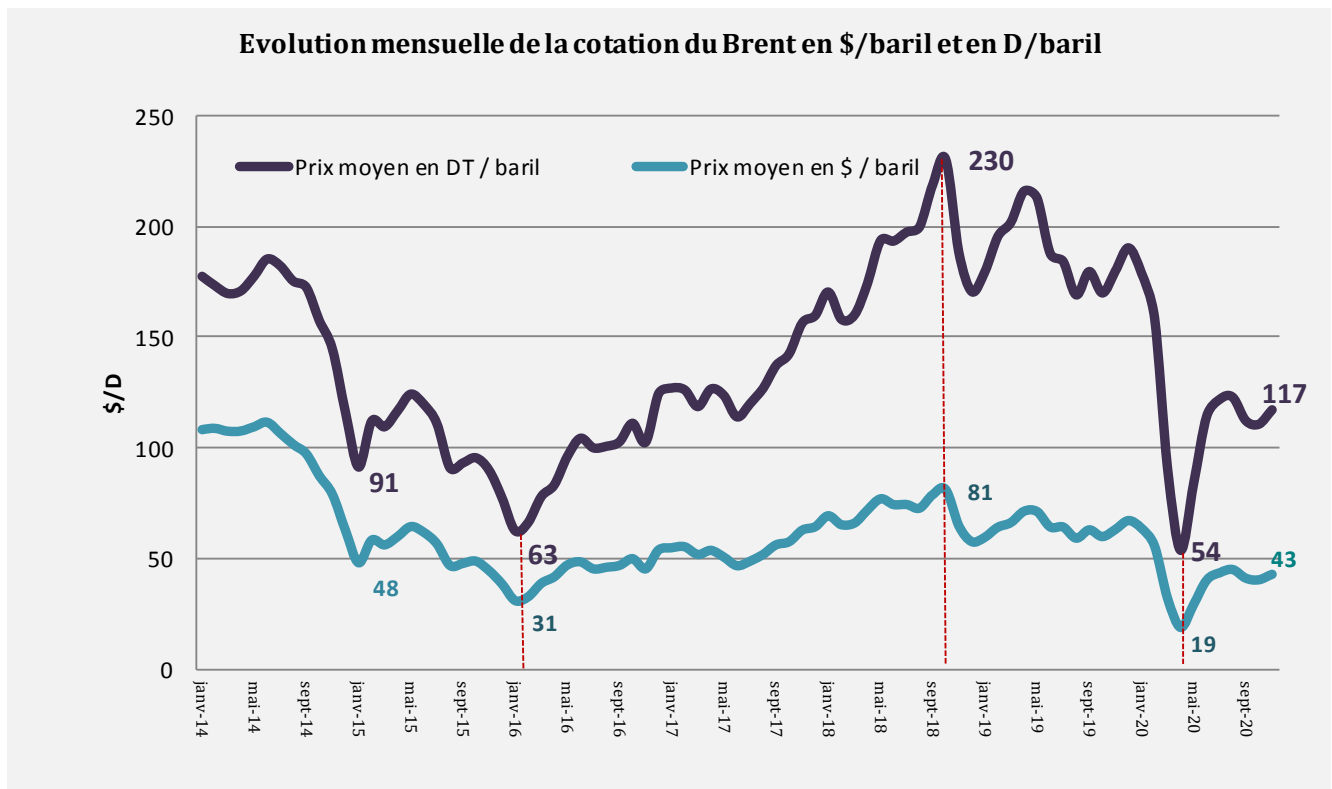
Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a nettement baissé (+) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **19% (+)** courant le mois de novembre **2020** par rapport à novembre **2019** comme le montre le graphique suivant :



En effet, Durant le mois de novembre **2020**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **20.4 \$/bbl** : **42.7 \$/bbl** courant novembre **2020** contre **63.02 \$/bbl** courant novembre **2019** et ont enregistré une hausse de **2.5 \$/bbl** par rapport à octobre **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.

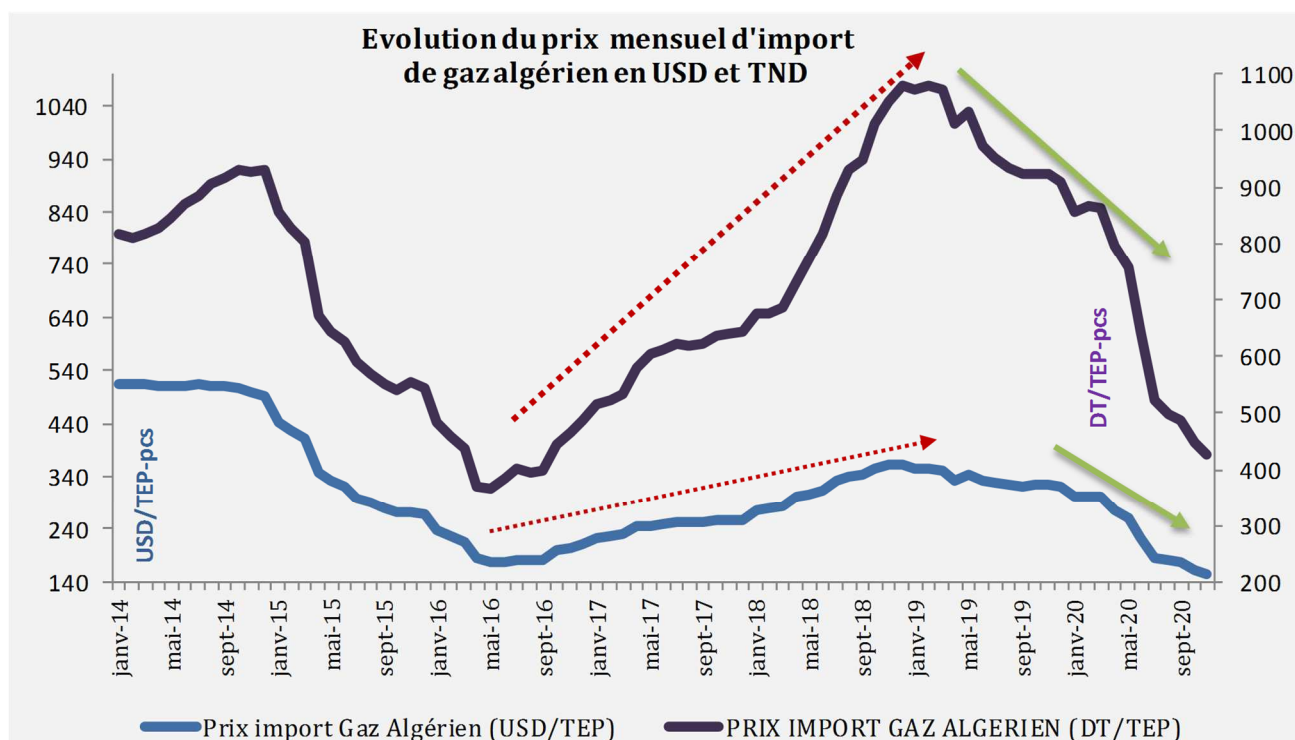


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre les **11** premiers mois de **2019** et **11** premiers mois de **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **36%** : **64.1 \$/bbl** contre **40.9 \$/bbl**.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre **11** premiers mois de **2019** et **11** 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 **35%** en DT et de **32%** en \$ entre fin novembre **2019** et fin novembre **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 **21%** en quantité et de **48%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **31%**, 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 **1075 kt** de pétrole brut à fin novembre **2020** dont **35%** brut local contre **32 kt** seulement à fin novembre **2019**.

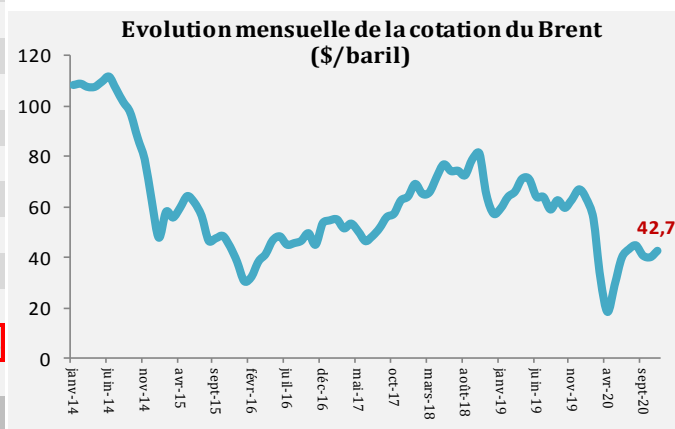
(+) Baisse des achats du gaz algérien de **9%** en quantité vue le ralentissement des activités économiques et les mesures de confinement.

(++) 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

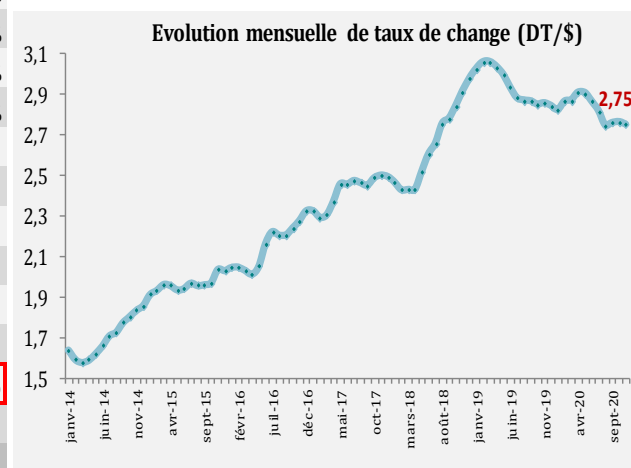
1- Brent

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	40,2	-33%
Novembre	64,7	63,02	42,7	-32%
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	2,76	-3%
Novembre	2,91	2,85	2,75	-4%
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 novembre	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	135,0	48,3
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	104,5	37,4

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

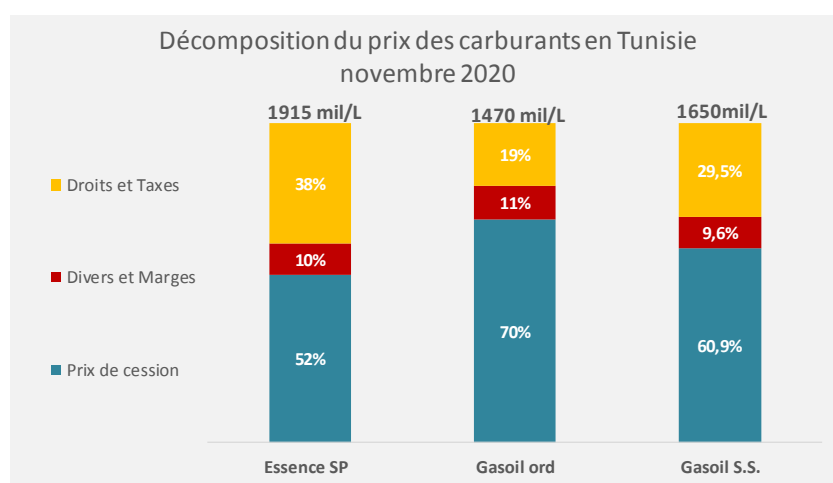
PRODUITS PETROLIERS	A fin novembre					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	913	1004	719	192	1915
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	964	1027	286	157	1470
Gasoil S.S.	Millimes/litre	934	1005	487	158	1650
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	658	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1157	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	15,04	2,782	0,970	3,948	7,7

(1) Prix moyen pondéré

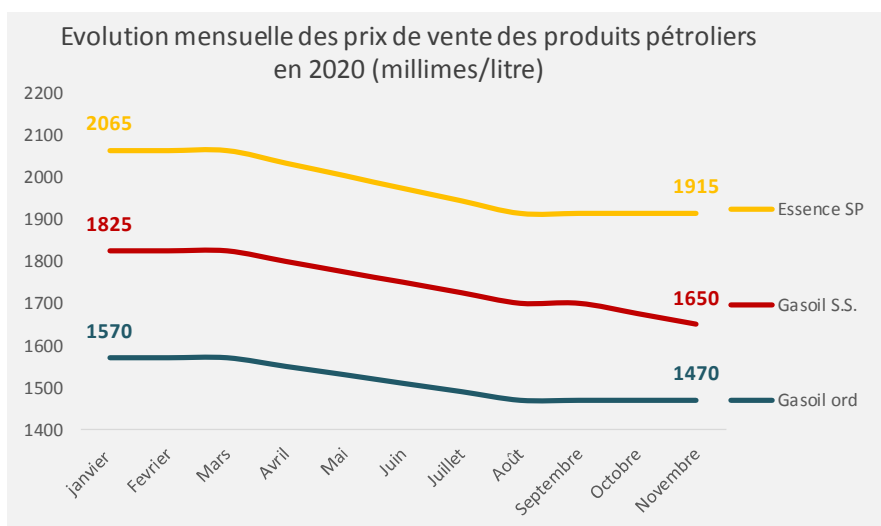
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(4) Prix de vente en vigueur aux publics à partir du 10/11/2020

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



Durant l'année **2020**, et suite à l'adoption à partir du mois d'avril 2020 d'un rythme mensuel de revision des prix des produits pétroliers concernés par le mecanisme d'ajustement des prix avec un plafond de 1,5% du prix de vente en vigueur depuis le dernier ajustement sur la base des observations des réalisations du mois écoulé et ceci afin de se rapprocher progressivement des prix internationaux, les prix de vente ont connu une tendance baissière ainsi le prix de gasoil ordinaire a baissé, entre avril et novembre 2020, de 6%, celui du gasoil sans soufre de 10% et celui de l'essence sans plomb de 7% comme le montre le graphique suivant :



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

Prix d'importation Gaz Algérien

Prix de vente Moyen

HP

MP

BP

Prix de vente Global (hors taxe)

Côut de revient moyen

Resultat unitaire ⁽²⁾

2019

A fin novembre

977

639

Année 2018

Année 2019⁽¹⁾

575,5

672,3

480,1

613,4

407,7

472,5

508,0

600,2

864,9

1018,9

-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)

Prix de vente Moyen

HT

MT

BT

Prix de vente Global (hors taxe)

Côut de revient moyen

subvention unitaire ⁽²⁾

Année 2018

Année 2019⁽¹⁾

179,9

225,2

213,3

268,6

205,0

226,6

206,3

244,0

286,7

320,5

-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



Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2019	A fin novembre		
		2019	2020	Var (%)
El borma	233	213,8	162,7	-24%
Ashtart	216	203,4	190,3	-6%
Hasdrubal	150	138,8	121,0	-13%
Adam	138	128,4	81,5	-37%
M.L.D	96	88,4	66,9	-24%
El Hajeb/Guebiba	95	86,7	87,1	0,5%
Cherouq	106	98,6	53,8	-45%
Miskar	83	76,2	70,5	-7,5%
Cercina	76	70,0	65,8	-6%
Barka	4	2,4	91,4	3735%
Franig/Bag/Tarfa	50	46,5	53,3	15%
Ouedzar	56	52,1	42,3	-19%
Gherib	56	51,2	43,2	-15%
Nawara	0	0	23,2	-
Autres	303	275	253	-8%
TOTAL pétrole (kt)	1 664	1 532	1 406	-8,2%
TOTAL pétrole (ktep)	1 704	1 569	1 440	-8,2%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 686	1 553	1 425	-8,2%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 727	1 591	1 459	-8,3%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	138	127,2	123,0	-3%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	151	139	135	-3%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 824	1 680	1 548	-7,9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 879	1 730	1 594	-7,9%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1406 kt** à fin novembre **2020** enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à fin novembre **2019**. La production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : El borma (-24%), Adam (-37%), Cherouq (-45%), Hasdrubal (-13%), M.L.D (24%), Ashtart (-6%) et Cercina (-6%).

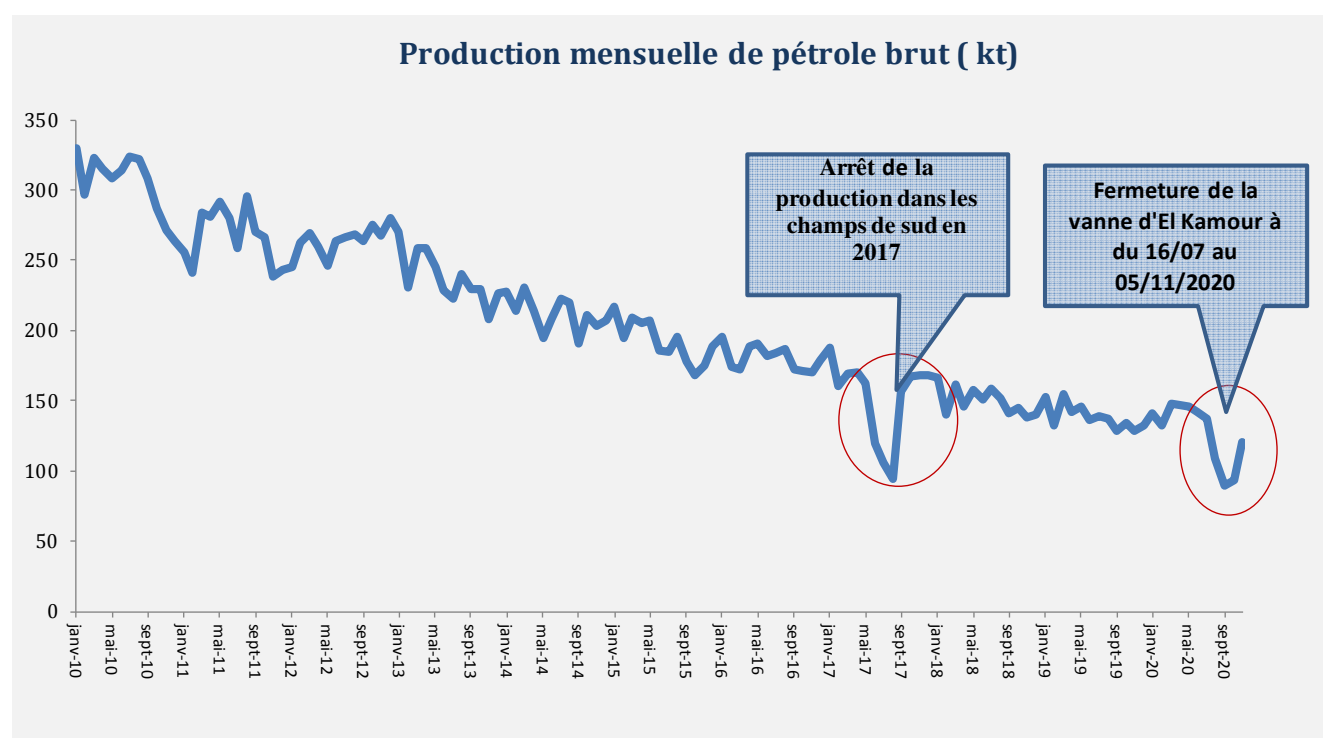
Il convient de noter :

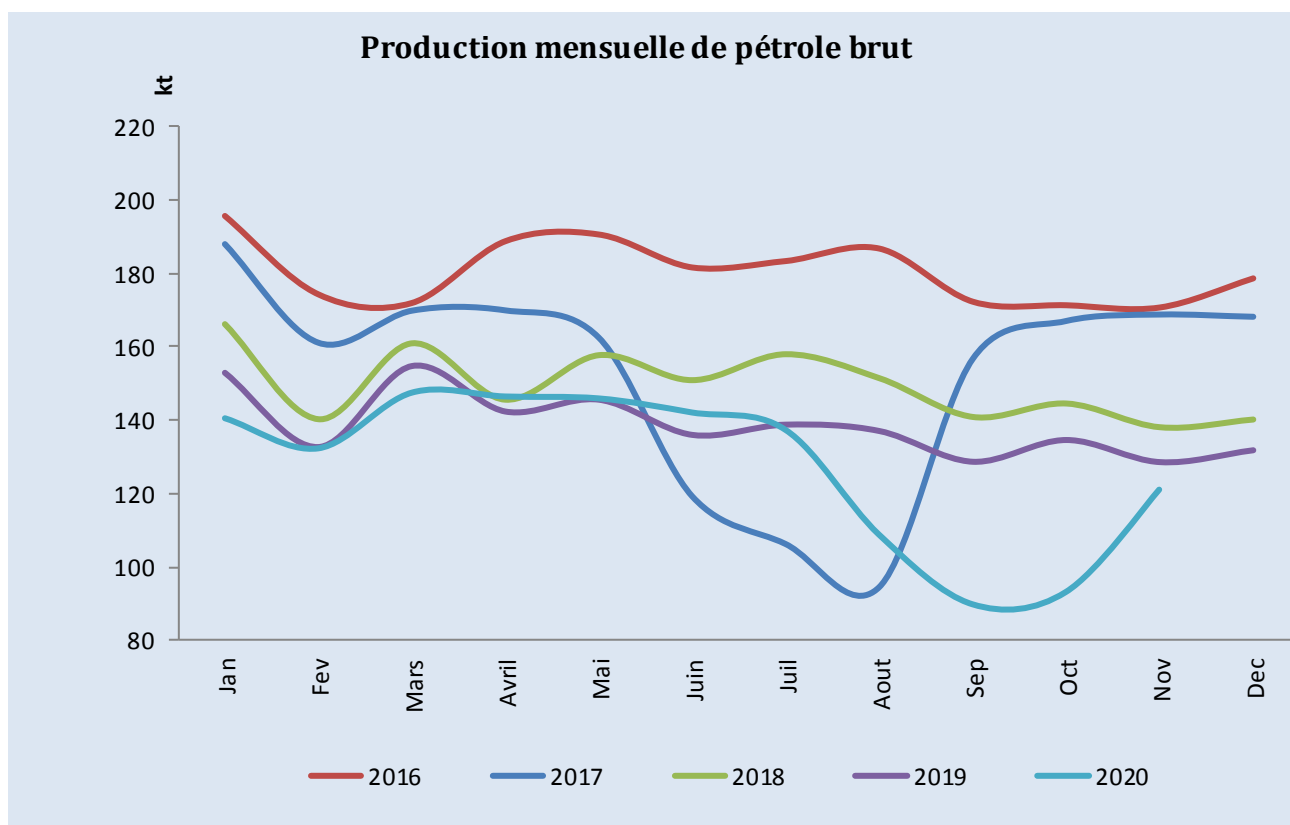
- **La Fermeture de la vanne d'El Kamour du 16/07/2020 à 16h00 au 05/11/2020 causant la réduction progressive ou l'arrêt de la production dans plusieurs champs de sud selon la capacité de stockage notamment « El Borma », « Adam », « Oudzar », « Anaguid Est », « Durra », « djebel Grouz » et « cherouq ».**
- **Concessions Hajeb/Guebiba :** Arrêt totale de la production depuis le **24/11/2020** suite à l'invasion des manifestants à l'intérieur du site.
- **Concessions Douleb/Semama/Tamesmida :** Arrêt totale de la production depuis le **23/11/2020** suite à l'invasion des manifestants à l'intérieur du site.
- **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 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. Arrêt de la production du 06 au 11/11/2020 pour maintenance des installations.
- **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** et arrêt de nouveau depuis le **02/10/2020 pour une réouverture à partir du 08/11/2020 suite à l'ouverture de la vanne d'El Kamour.**
- **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 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. Mise en production du nouveau puits d'explorations BRK PC1 depuis le **01/10/2020** avec un débit initial de **1150 bbls/j** d'huile et **130** 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 **35.6** mille barils/j à fin novembre **2019** à **32.5** mille barils/j à fin novembre **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 novembre 2020 a augmenté de **20%** par rapport à octobre **2020** et a diminué de **6%** par rapport à novembre **2019**. La fermeture de la vanne d'El Kamour a fortement 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 novembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 030	3 586	1 821	1 903	4%	-6%
Production nationale	1 585	2 525	1 427	1 467	3%	-5%
<i>Miskar</i>	572	1 245	521	476	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	326	308	273	227	-17%	-3%
<i>Gaz Chergui</i>	176	222	161	148	-8%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	401	413	370	327	-11%	-2%
<i>Maamoura et Baraka</i>	10	36	8	43	436%	2%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾</i>	101	302	94	110	17%	-10%
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	0	0	0	135	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	445	1 061	394	436	11%	-9%
Achats	3 121	862	2 875	2 629	-9%	12%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 255	3 984	2 024	2 114	4%	-6%
Production nationale	1 761	2 806	1 586	1 630	3%	-5%
<i>Miskar</i>	635	1 383	579	528	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	362	342	303	252	-17%	-3%
<i>Gaz Chergui</i>	196	247	179	165	-8%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	445	459	411	364	-11%	-2%
<i>Maamoura et Baraka</i>	11	40	9	48	436%	2%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾</i>	112	335	105	122	17%	-10%
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	0	0	0	150	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	494	1 178	438	485	11%	-9%
Achats	3 467	957	3 194	2 921	-9%	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

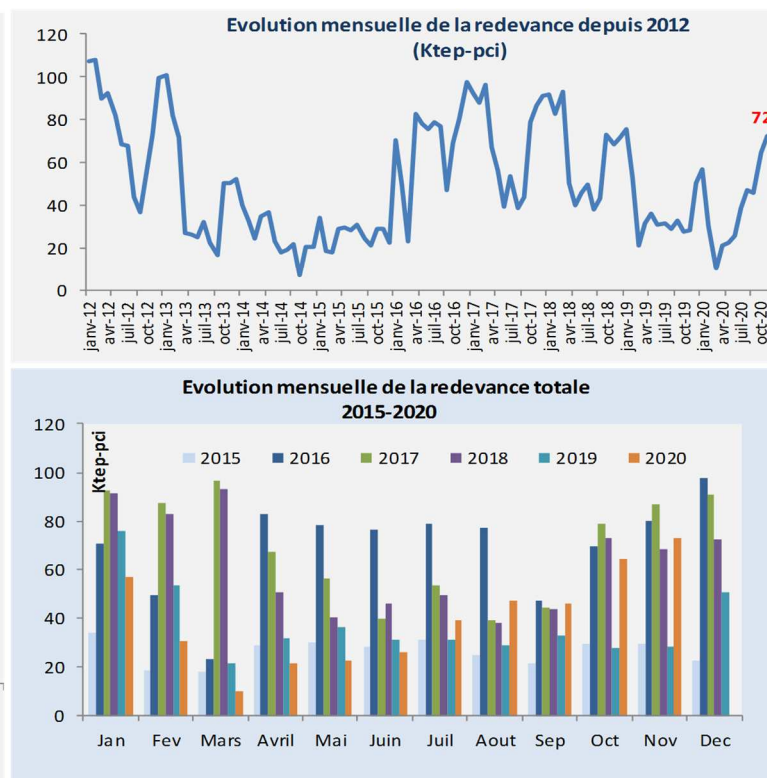
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1903 ktep**, à fin novembre **2020**, enregistrant ainsi une augmentation de **4%** par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara, Barka et Baguel Tarfa qui ont pu compenser la baisse de la production dans les autres champs et aussi l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de **11%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **3%**. 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

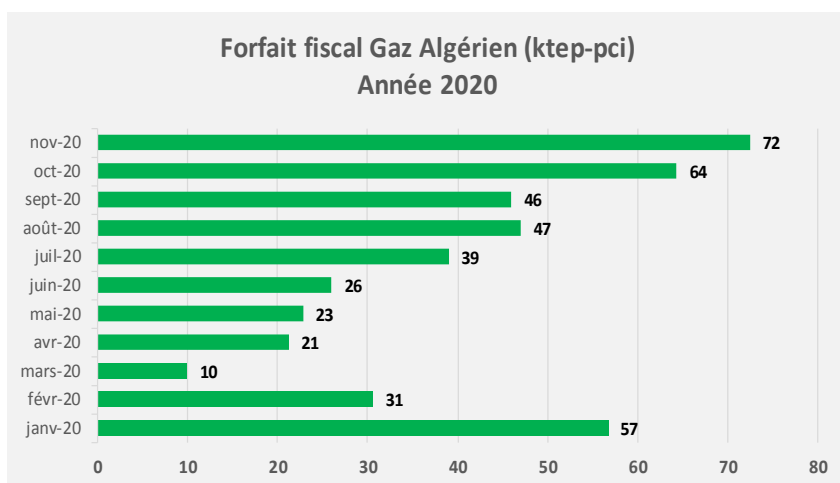
techniques. Reprise progressive de la production et de la commercialisation du gaz vers la STEG le 25/05/2020. Nouveau arrêt à partir du **28/06/2020** dû à des problèmes techniques et reprise du nouveau le **10/07/2020**. Arrêt de la production de nouveau le **19/08/2020** suite à la non disponibilité de stockage de condensats (fermeture de la vanne d'El Kamour) et reprise à partir de **18/09/2020**. Arrêt de la production de nouveau le **02/10/2020**. Reprise de la production à partir de **8/11/2020** après l'ouverture de la vanne d'El Kamour.

- ✓ **Champ Miskar** : Reprise de la production le **11/11/2020** après un arrêt planifié de **5** jours depuis le **06/11/2020** pour maintenance des installations.
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**, 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. Depuis le 10/08/2020, une réduction de la production a été enregistrée suite à une panne au niveau de la vanne principale de sécurité.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **17%**, les champs de sud ont été fortement impactés par la fermeture de la vanne d'El Kamour.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**11%**) à fin novembre **2020** par rapport à fin novembre **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 novembre **2020** (**20%**) 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 durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une

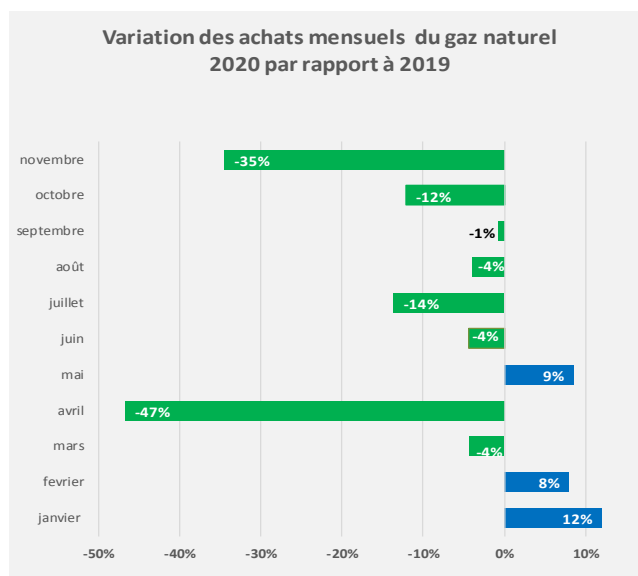
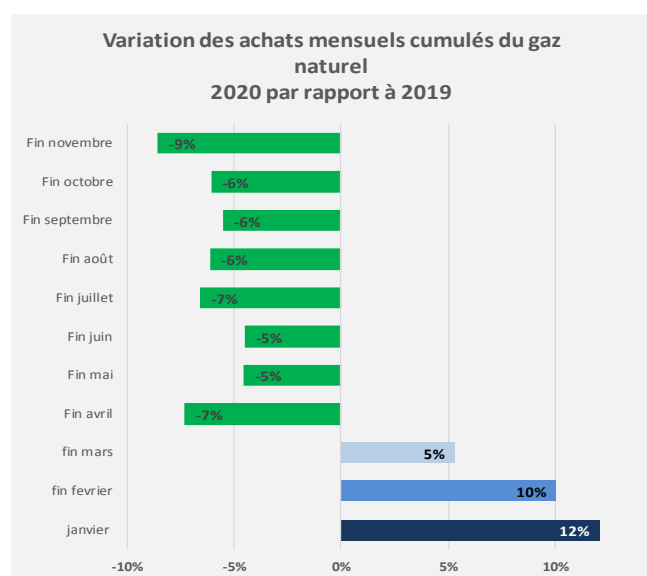
amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui a continué jusqu'au mois de novembre **2020**.



Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **9%**, entre les **11** mois de **2019** et les **11** mois de **2020**, pour se situer à **2629 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**.

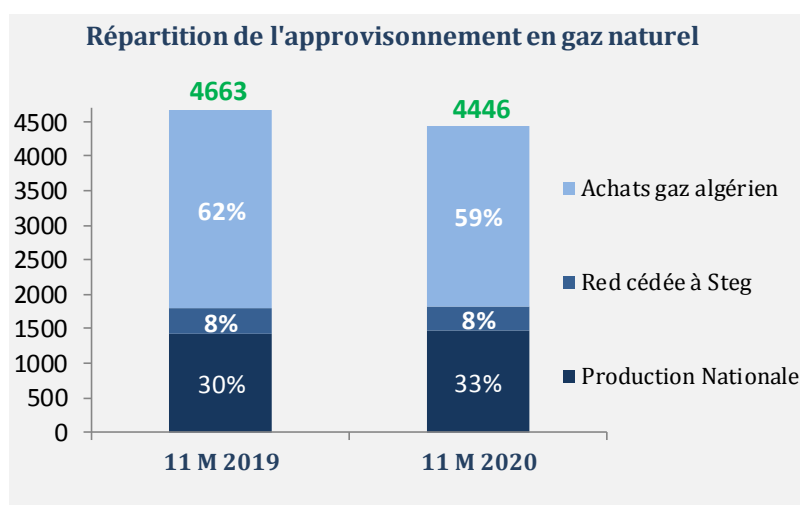


Ainsi les achats ont passé d'une hausse de **12%** en janvier **2020** à **10%** à fin février, à **5%** à fin mars **2020** pour baisser de **7%** à fin avril et continuer sur cette tendance baissière pour atteindre

9% à fin novembre **2020**. D'ailleurs, les achats ont baissé courant le mois de novembre 2020 par rapport à novembre **2019** de **35%**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **5 %** entre fin novembre **2019** et fin novembre **2020** pour se situer à **4446** ktep. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Hausse de la part du gaz national, dans l'approvisionnement national en gaz, de **30%** à **33%**.
2. Stabilité de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **8%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien, de **62%** à **59%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin novembre			Remarques
	2019	2020	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
	<i>en ktep</i>			
GPL	0,9	22,0	2425%	
Essence Sans Pb	0	51,2	-	Reprise de l'unité de platforming (production de l'essence) le 06/06/2020 après un arrêt depuis aout 2018
Petrole Lampant	5,7	19,7	248%	
Gasoil ordinaire	7,9	416,1	5161%	
Fuel oil BTS	14,5	371,4	2465%	
Virgin Naphta	9,7	190,2	1868%	
White Spirit	0	6,7	-	
Total production STIR	38,6	1077,4	2692%	
Taux couverture STIR (3)	0,9%	29,4%	3030%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	0,4%	14,1%	3903%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	12	266	2117%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	135	-	

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). Elle s'est arrêtée du nouveau à partir du **19/10/2020** pour des opérations de maintenance.

2 Consommation d'hydrocarbures

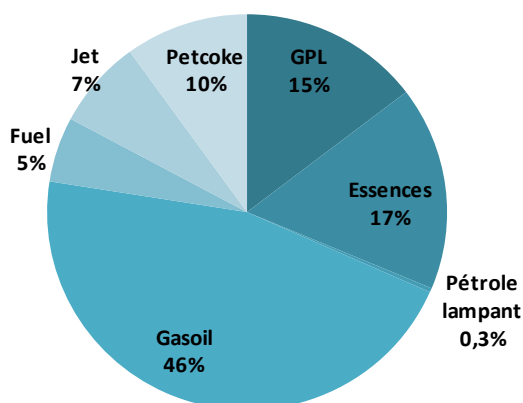
II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2019	A fin novembre				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	669	475,1	602	582	-3%	2%
Essences	746	458,0	686	677	-1%	4%
Essence Super	0	2,1	0	0	-	-
Essence Sans Pb	728	455,9	670	665	-1%	4%
Essence premium	18	0,0	16	12	-26%	-
Pétrole lampant	16,5	57,5	14	15	10%	-12%
Gasoil	2061	1733,6	1887	1733	-8%	0%
Gasoil ordinaire	1678	1633,8	1535	1433	-7%	-1%
Gasoil SS	376	99,8	346	294	-15%	11%
Gasoil premium	7	0,0	7	6	-15%	-
Fuel	240	335,4	219	191	-13%	-5%
STEG & STIR	6	5,5	3	24	732%	16%
Hors (STEG & STIR)	234	329,9	216	167	-23%	-7%
Fuel gaz(STIR)	0	2,2	0	6	-	11%
Jet	315	238,9	297	99	-67%	-8%
Coke de pétrole	446	299,7	410	366	-11%	2%
Total	4494	3600	4116	3670	-11%	0,2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4488	3593	4113	3640	-11%	0,1%

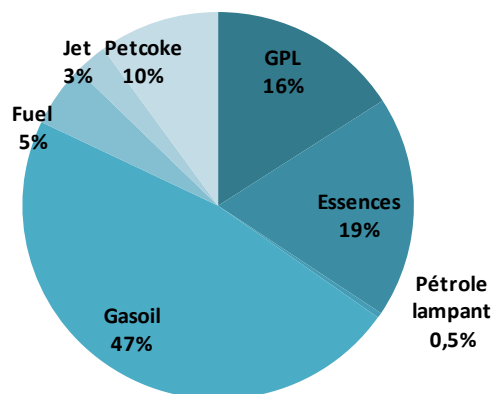
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin novembre **2019** et fin novembre **2020**, une baisse de **11%** pour se situer à **3670** ktep. Cette baisse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement notamment le confinement total à partir du **22 mars 2020** pour limiter la propagation de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une baisse de la demande des essences de **1%**, du gasoil de **8%**, du jet de **67%** et de coke de pétrole de **11%**.

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

A fin novembre 2019

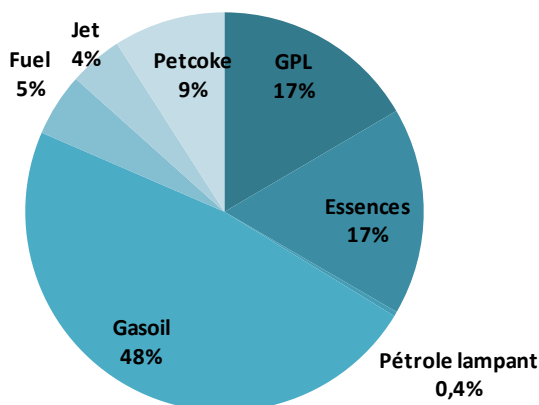


A fin novembre 2020

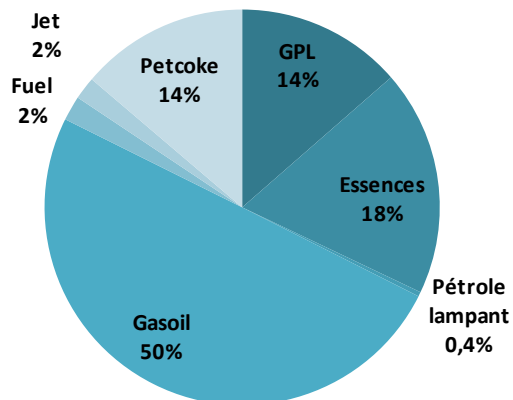


Le même constat a été observé entre le mois de novembre **2019** et le mois de novembre **2020** notamment la part du **jet** qui est passée de **4%** à **2%**, par contre le pet coke a augmenté pour passer de **9%** à **14%**.

Novembre 2019



Novembre 2020



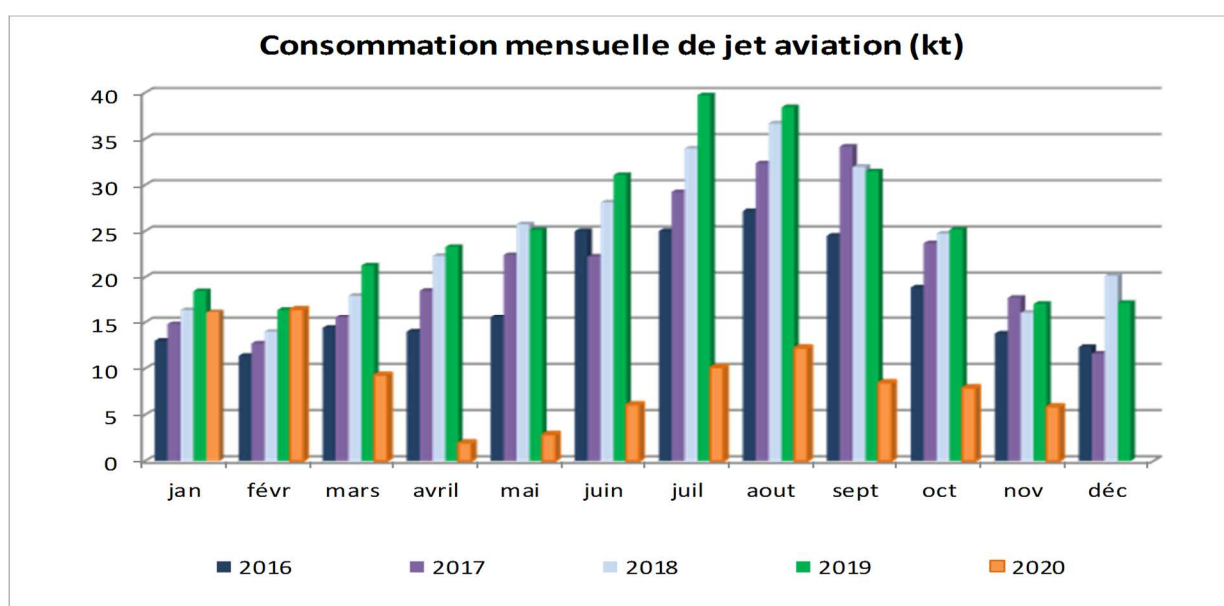
La consommation de carburants routiers a diminué, à fin novembre **2020**, de **6%** par rapport à fin novembre **2019**. Elle représente **66%** de la consommation totale des produits pétroliers. Elle a enregistré, aussi une baisse de **7%** courant le mois de novembre **2020**.

La consommation de GPL a diminué de **3%** entre fin novembre **2019** et fin novembre **2020**. Les températures ont été relativement douces courant les deux premiers mois de **2020** par rapport à la même période de **2019**, 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 demande du GPL a augmenté, par contre, durant les mois de septembre et octobre **2020** de **3%** et **6%** respectivement. Pour le mois de novembre **2020**, les ventes du GPL ont diminué, par contre, de

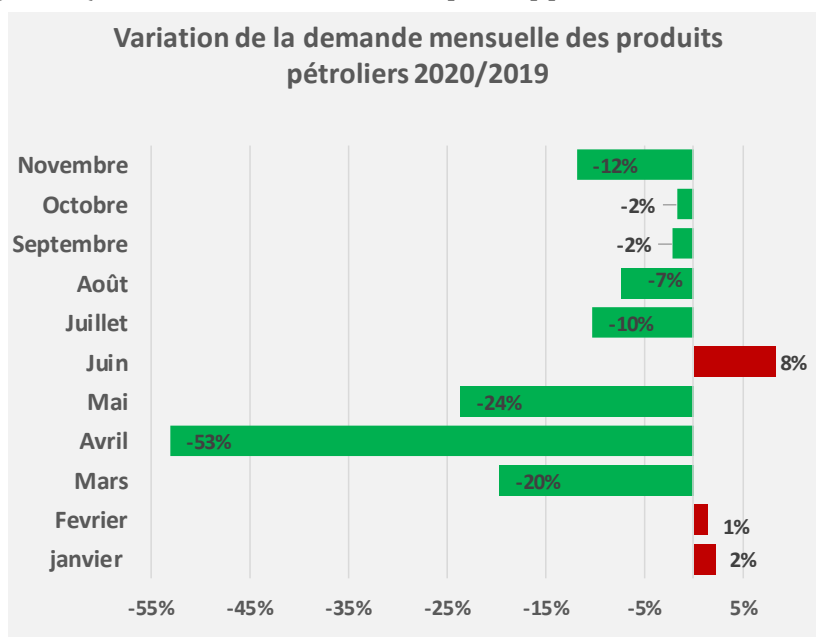
28% à cause des perturbations d'approvisionnement des régions de sud suite à l'arrêt des unités de mise en bouteille du gaz à Gabès par les siteneurs.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **11%** entre fin novembre **2019** et fin novembre **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 observée à partir la dernière semaine du mois d'avril **2020**.

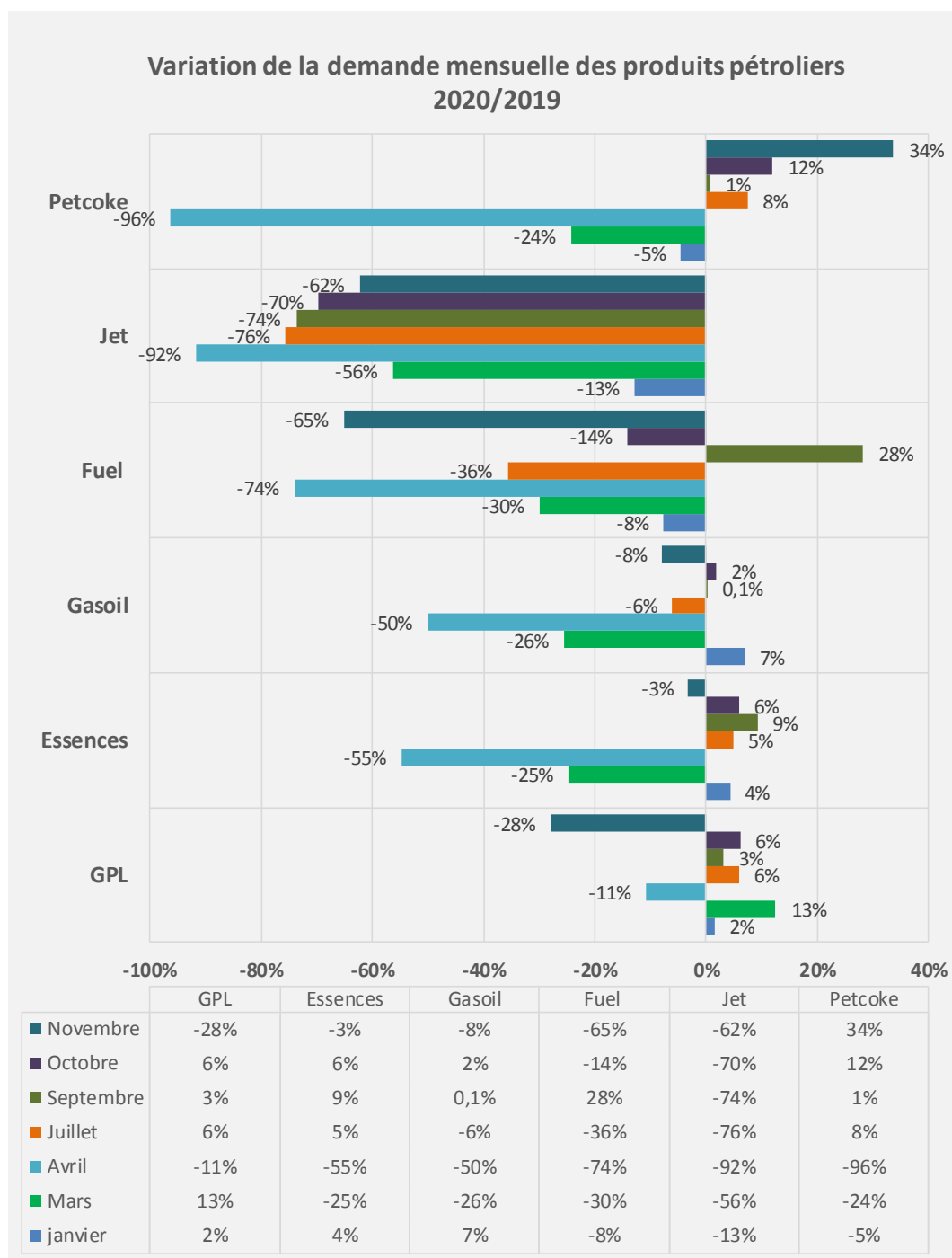
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **67%** courant les **11** premiers mois de **2020** par rapport à la même période de l'année précédente. Elle a baissé de **62%** courant le mois de novembre **2020** à cause du ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



A signaler que la consommation totale des produits pétroliers continue à enregistrer une évolution négative (**-12%** en novembre **2020** par rapport à novembre **2019**).



Plusieurs produits ont commencé à enregistrer une évolution positive à l'instar des essences : **+9%** en septembre et **+6%** en octobre probablement à cause de l'absence du marché parallèle, le gasoil **+2%** pour les mêmes raisons, le Pet coke : **+3%** en août et **+1%** en septembre et **+12%** en octobre et le GPL **+3%** en septembre et **+6%** en octobre. Par contre, pour le mois du novembre la plupart des produits ont enregistré une évolution négative sauf le pet coke qui a enregistré **+12%** comme le montre le graphique suivant :



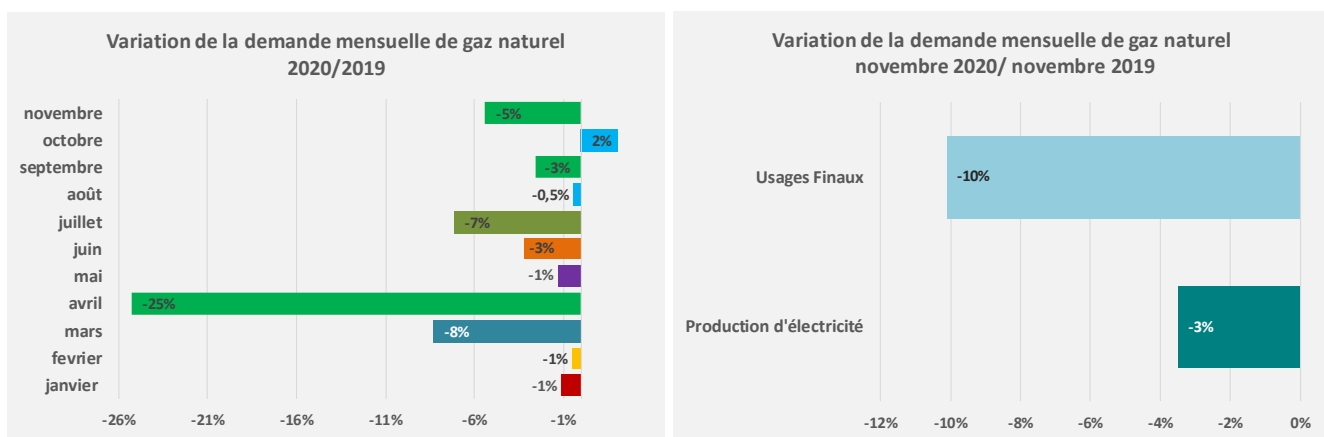
II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin novembre				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
		Unité : ktep-pci				
DEMANDE	5 118	3 989	4 657	4 439	-5%	1%
Production d'électricité	3 776	2 940	3 490	3 411	-2%	1%
Hors prod élec	1 342	1 049	1 166	1 028	-12%	-0,2%
Haute pression	330	349	304	211	-31%	-5%
Moy&Basse pression	1 012	700	862	817	-5%	2%
		Unité : ktep-pcs				
DEMANDE	5 686	4 432	5 174	4 932	-5%	1%
Production d'électricité	4 195	3 266	3 878	3 790	-2%	1%
Hors prod élec	1 491	1 166	1 296	1 142	-12%	-0,2%
Haute pression	367	388	338	235	-31%	-5%
Moy&Basse pression	1 124	778	958	908	-5%	2%

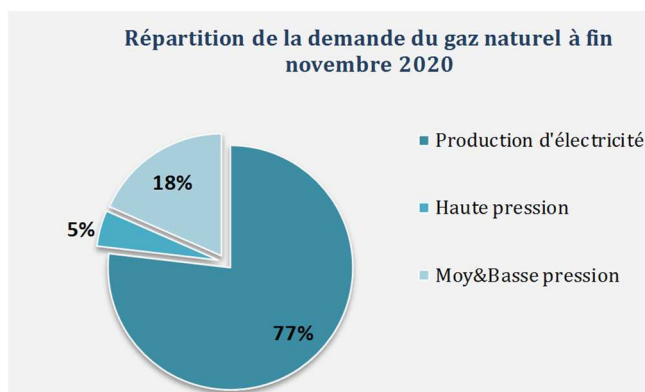
La demande totale de gaz naturel a enregistré une diminution de **5%** entre les **11** premiers mois de **2019** et les **11** premiers mois de **2020** pour se situer à **4439 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère diminution de **2%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **12%**.

La demande a enregistré une baisse à partir du mois de mars 2020 suite au ralentissement de certaines activités économiques après une période de confinement totale puis partielle. Courant le mois de novembre **2020**, la demande a enregistré une baisse de **5%**. La demande pour la production électrique a baissé de **3%** alors que celle pour les usages finaux a enregistré une diminution de **10%** 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 novembre 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 12% pour se situer à 1028 ktep. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de 5% et celle des clients haute pression de 31%.



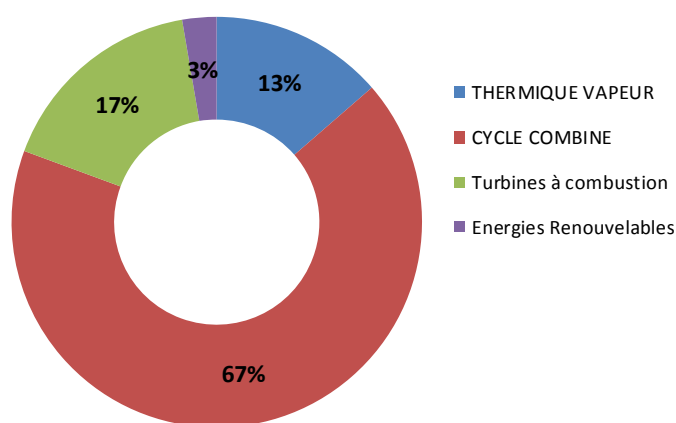
Cette diminution au niveau des clients MP-BP qui a commencé depuis le début de l'année est due essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les 2 premiers mois de 2020 par rapport à la même période de l'année précédente et à la baisse des activités économiques courant le 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 1 % entre fin novembre 2019 et fin novembre 2020 pour passer de 215 tep/GWh à 216 tep/ GWh.

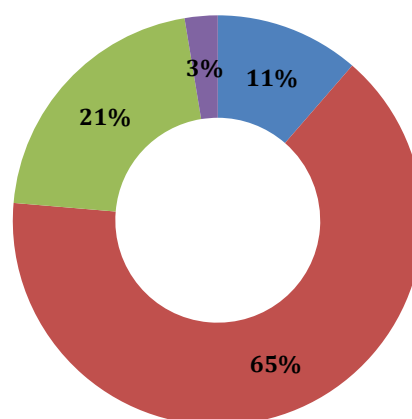
D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de 3% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de 2%.

En effet, nous avons noté une diminution à 65% de la part des cycles combinés dans la production électrique courant les 11 premiers mois de 2020 contre 67% courant les 11 premiers mois de 2019 suite à l'arrêt de quelques centrales à cycle combiné pour maintenance.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Fin novembre 2019



Fin novembre 2020

3 Exploration et développement

	Réalisé 2019	Novembre		A fin novembre	
		2019	2020	2019	2020
Nb de permis octroyés	6	6	0	6	0
Nb permis abandonnés	2	0	0	2	1
Nb total des permis	25	25	24	25	24
Nb de forages explo.	6	2	0	5	1
Nb forages dévelop.	5	0	0	5	4
Nb de découvertes	4	0	0	2	3

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin novembre **2020**, est de **24** dont **16** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **83 751 km²**. Le nombre total de concessions est de **58** dont **42** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de noter :

- Institution de deux (2) nouvelles concessions d'exploitation d'hydrocarbures en date du **02 novembre 2020** (JORT du **04 décembre 2020**) : Il s'agit de « **Bochra** » et « **Abir** ».

Exploration

Acquisition sismique à fin novembre 2020

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Baraka PC- 1	Baraka	29/02/2020	Profondeur finale : 3092 . Notification d'une découverte

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.
- Notification d'une découverte courant le mois d'octobre 2020 : Les essais de production réalisés sur le puits d'exploration "**Baraka PC- 1**", foré en **février 2020** sur la concession "**Baraka**", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **1960 bbls/j** d'huile et **160 000 m³** de gaz. Mise en production du puits le **08/10/2020**.

Développement

Forage de quatre nouveaux puits de développement à fin novembre 2020 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	HEM 07H	Halk El Manzel	16/06/2018	1050	Forage en cours.
02	HEM 06H	Halk El Manzel	23/06/2018	1431	Forage suspendu suite à des problèmes techniques.
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	997	-----
04	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
05	LA-E3	Laarich	09/03/2020	3573	Fin des opérations de forage le 10/04/2020 et libération du Rig.
06	Baraka C1	Baraka	04/06/2020	1995	Fin des opérations de forage le 15/06/2020 . Mise en production en Aout 2020
07	Guebiba-10A ST	Guebiba	12/08/2020	3317	Fin des opérations de forage le 24/09/2020 . Mise en production en octobre 2020.

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

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2019	A fin novembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	17007	10 647	15 642	14916	-5%	3%
FUEL + GASOIL	0,4	2	0,4	20	5079%	25%
GAZ NATUREL	16441	10472	15140	14429	-5%	3%
HYDRAULIQUE	66	48	63	44	-29%	-1%
EOLIENNE	500	125,0	439	422	-4%	13%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,15	0,2	33%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3071	2918	2935	3130	7%	1%
ACHAT TIERS	155	74	125	117	-6%	5%
PRODUCTION NATIONALE	20233	13 639	18 702	18 162	-3%	3%
Production pour marché local	20075	13 658	18 532	17 566	-5%	3%

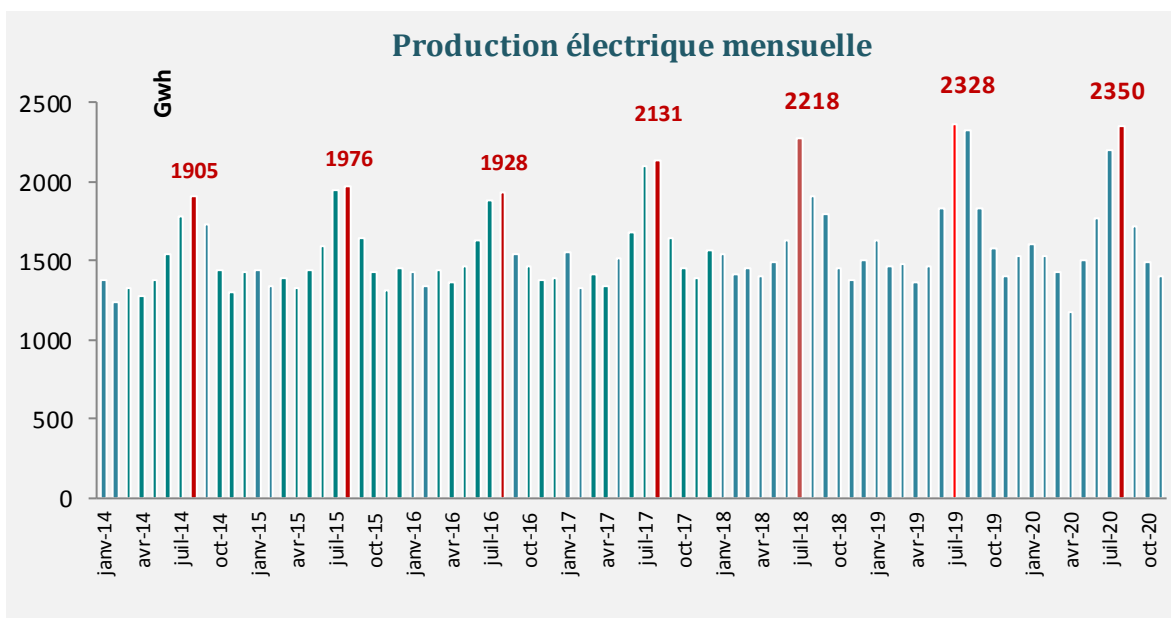
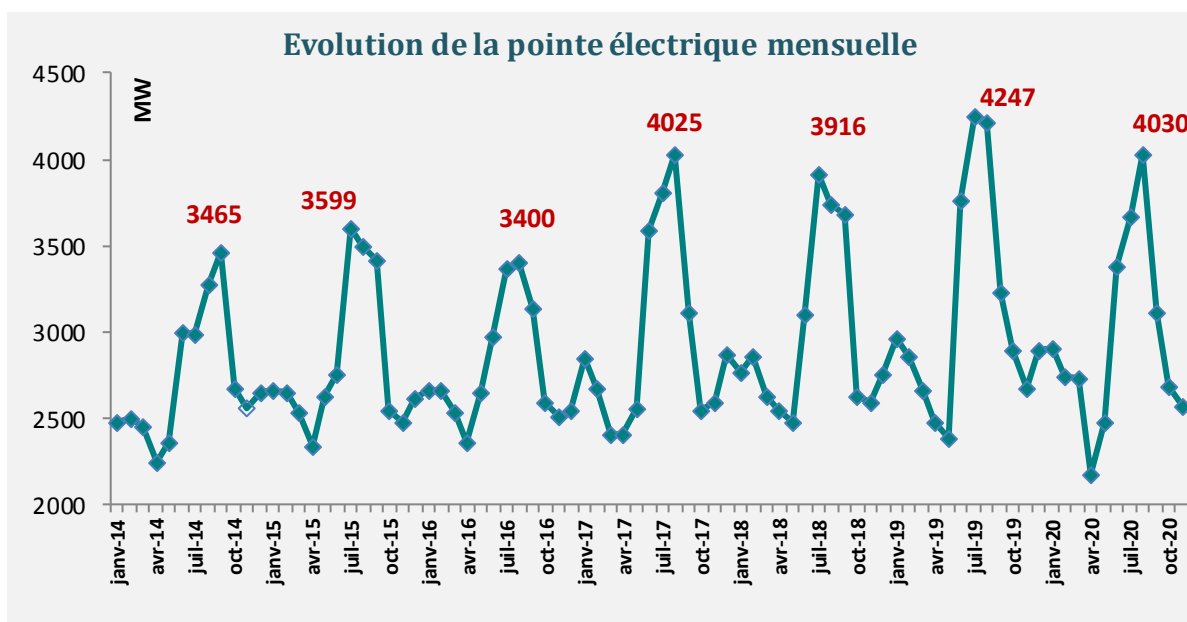
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

La production totale d'électricité a enregistré, durant les 11 premiers mois de **2020**, une diminution de **3%** pour se situer à **18 162 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **18702 GWh** durant la même période de **2019**. La production destinée au marché local a diminué, par contre, de **5%**.

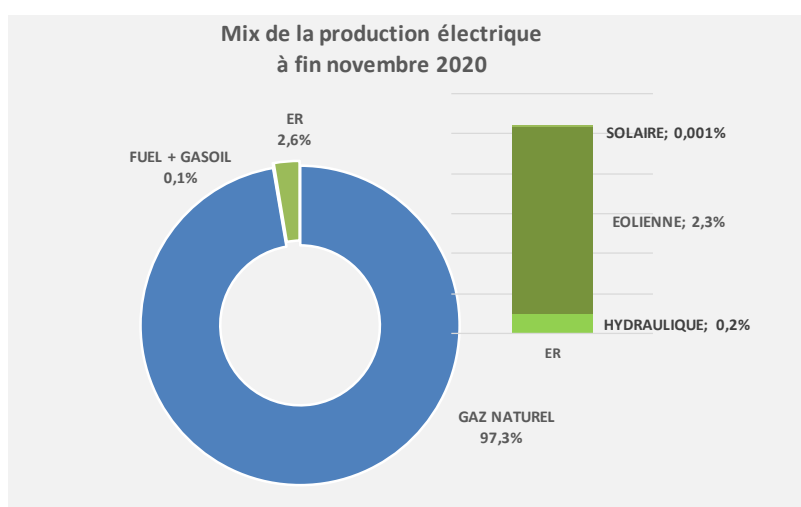
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de **312 mégawatts (MW)**. La deuxième tranche est entrée en production le **27 juin 2020** pour atteindre une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

La pointe a enregistré une diminution de **5%** pour se situer à **4030 MW** à fin novembre **2020** contre **4247 MW** à fin novembre **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 3% (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin novembre **2020**.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

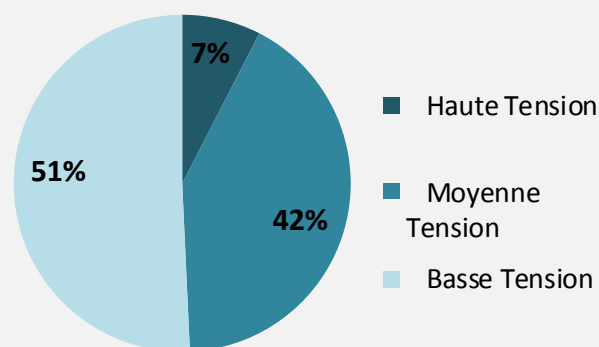
	Réalisé 2019	A fin novembre				
		2010 (a)	2019 (b)	2020 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1264	1179	1145	1063	-7%	-1%
Moyenne tension	6973	5551	6440	5858	-9%	0,5%
Basse tension	8129	5105	7473	7125	-5%	3%
TOTAL VENTES **	16367	11 834	15 058	14 046	-6,7%	2%

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

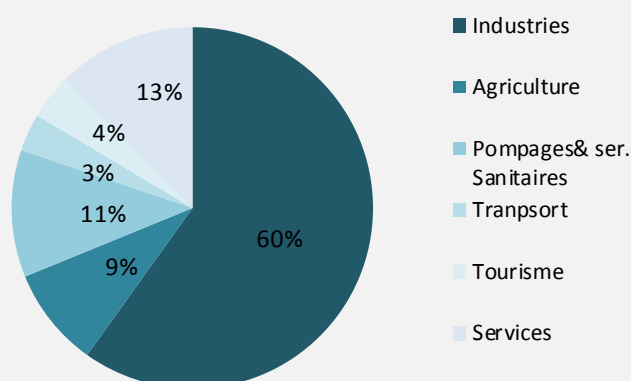
Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **7%** entre fin novembre **2019** et fin novembre **2020**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **7%** et **9%** pour celles des clients de la moyenne tension.

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 novembre 2020



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



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **60%** de la totalité de la demande des clients HT&MT durant les **11** premiers mois de **2020**.

2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin novembre 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) Accords de projet finalisés et validés par la CTER et envoyés pour validation par la commission supérieure de la production privée d'électricité. Approbation ARP et entrée en Vigueur prévue au cours du 1^{er} trimestre 2021
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projet (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Mise en service d'un projet de 1MW + un projet de 10 MW en cours de mise en service
		2 ^{ème} appel à projet (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 5 sociétés de projet
		3 ^{ème} appel à projet (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)
		4 ^{ème} appel à projet (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au le 09 février 2021. 10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	79 MW installés
		MT/HT	197 autorisations octroyées pour une puissance totale de 36MW (dont 25 autorisations des projets ont été publié en novembre 2020)+ 15 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 3.7MW au total.
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 96%. Mise en production prévue en janvier 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 73%. Mise en production prévue en février 2021

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

Abréviations

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

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

La formule permettant de calculer le TCAM est :

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

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