

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, premier trimestre de 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

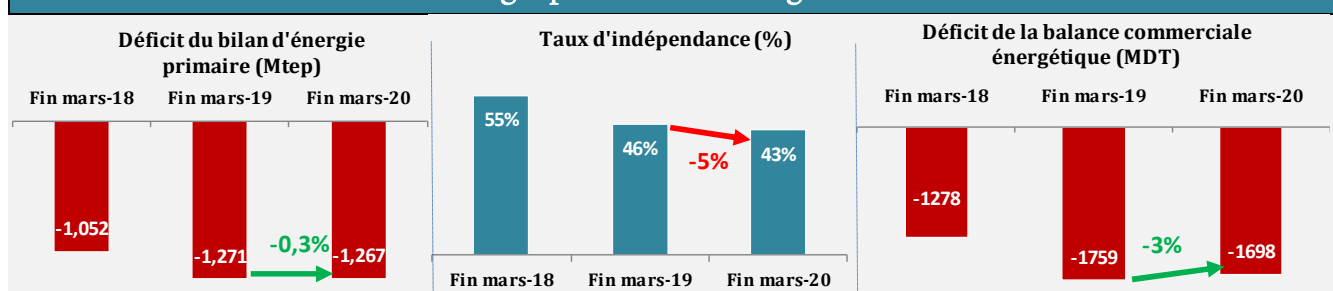
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

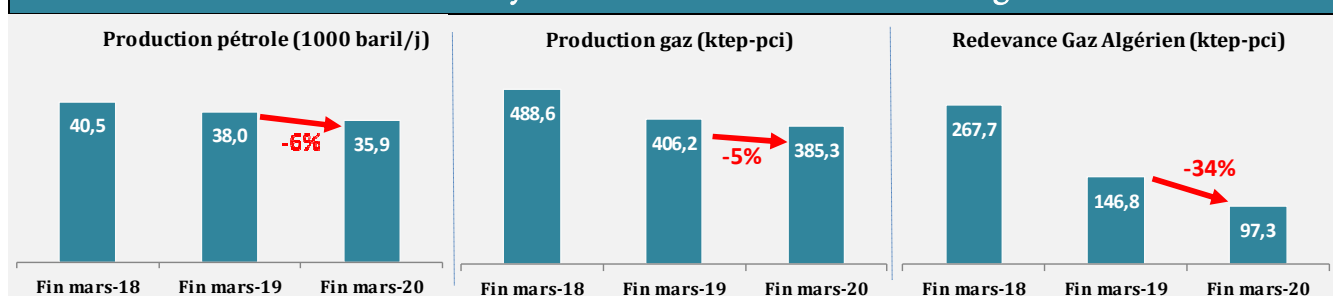


Faits marquants des 3 premiers mois de 2020

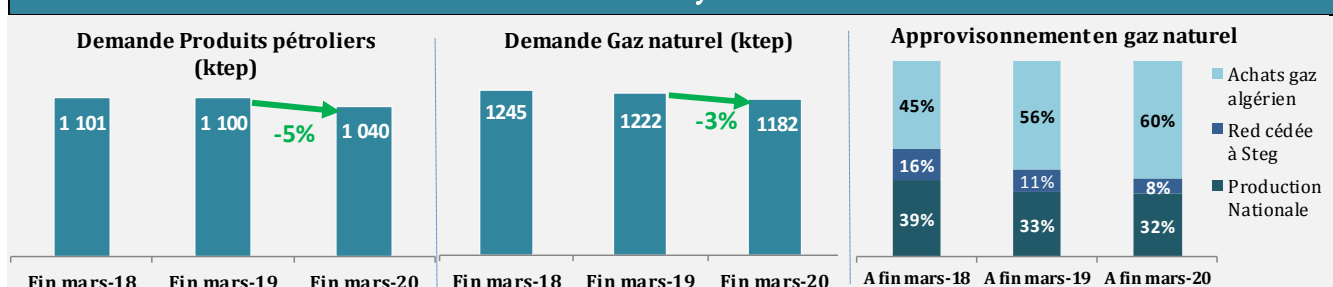
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



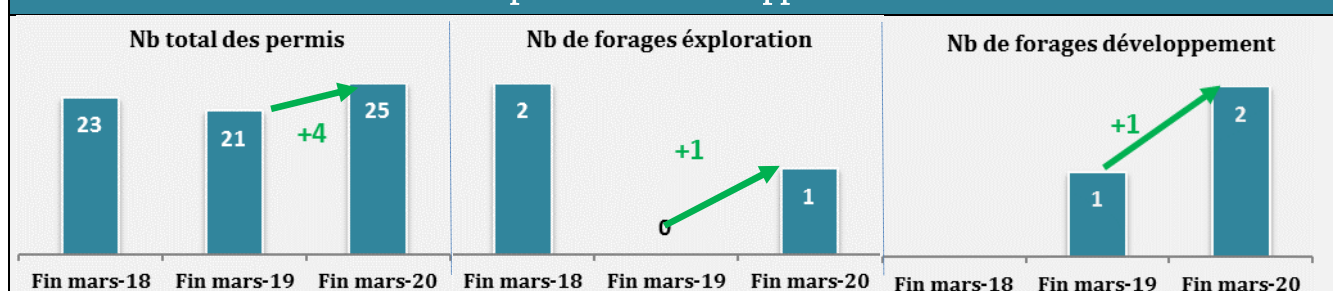
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



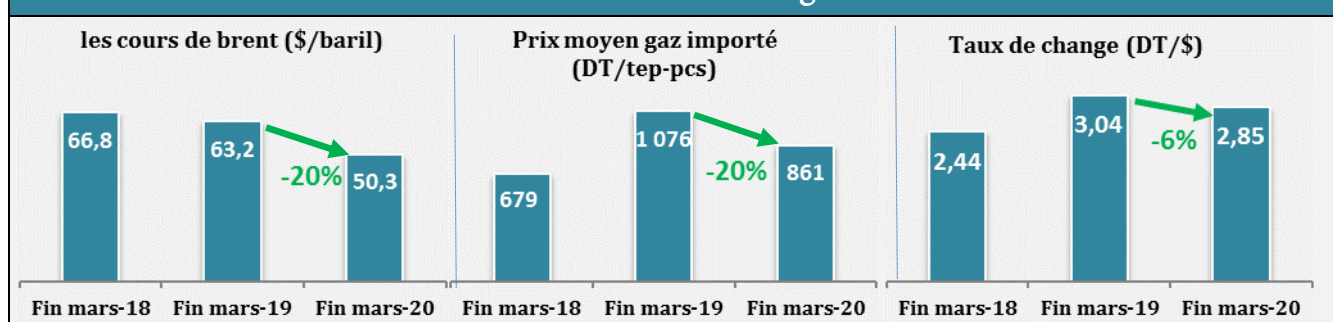
Demande des hydrocarbures



Exploration et développement



Prix et taux de change



I- Bilan et Economie d'Energie

1 Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2019	A fin mars				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
RESSOURCES	3928	1787	1065	968	-9%	-6%
Pétrole ⁽¹⁾	1727	808	455	437	-4%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	152	37,0	42,2	35,9	-15%	-0,3%
Gaz naturel	2000	938	553	483	-13%	-6%
<i>Production</i>	1555	587	406	385	-5%	-4%
<i>Redevance</i>	445	351	147	97	-34%	-12%
Elec primaire	49	3,3	14,0	13,0	-7%	15%
DEMANDE	9602	1851	2336	2236	-4,3%	2%
Produits pétroliers	4476	815	1100	1040	-5%	2%
Gaz naturel	5077	1033	1222	1182	-3%	1%
Elec primaire	49	3,3	14,0	13,0	-7%	15%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5674	-65	-1271	-1267		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6118	-416	-1418	-1365		

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

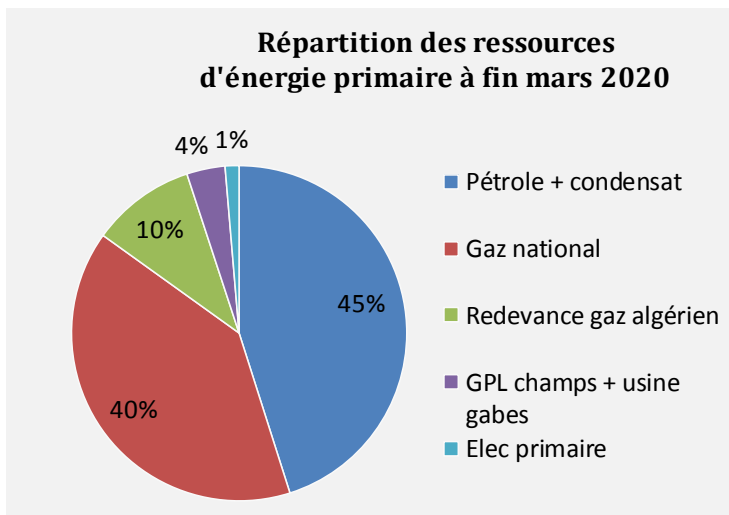
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel/terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(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

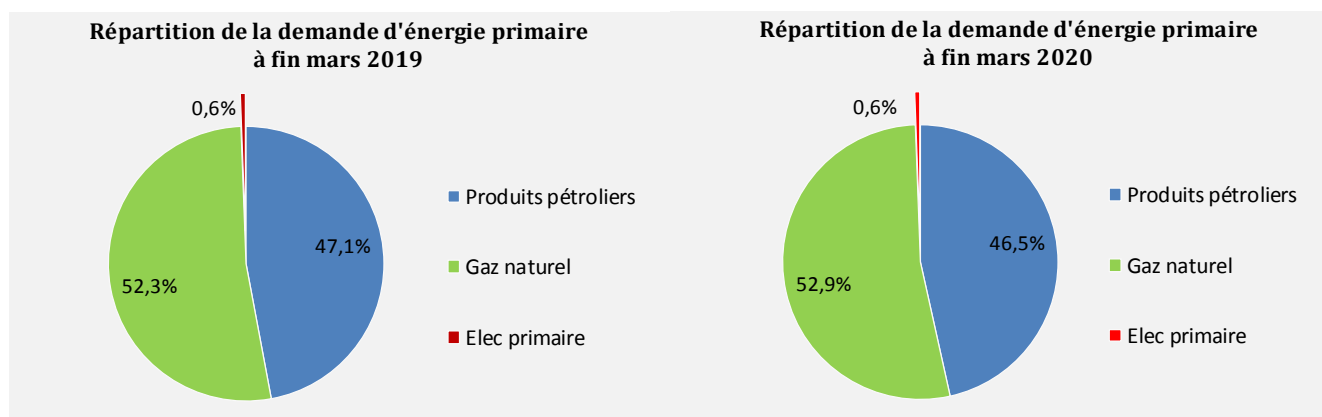
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.97 Mtep** à fin mars 2020, enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année précédente à cause, surtout, de la régression du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **85%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.



La demande d'énergie primaire a baissé de 5% entre le premier trimestre de 2019 et le premier trimestre de 2020 pour passer à **2.33 Mtep** à **2.23 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de 3% et celle des produits pétroliers de 5%.

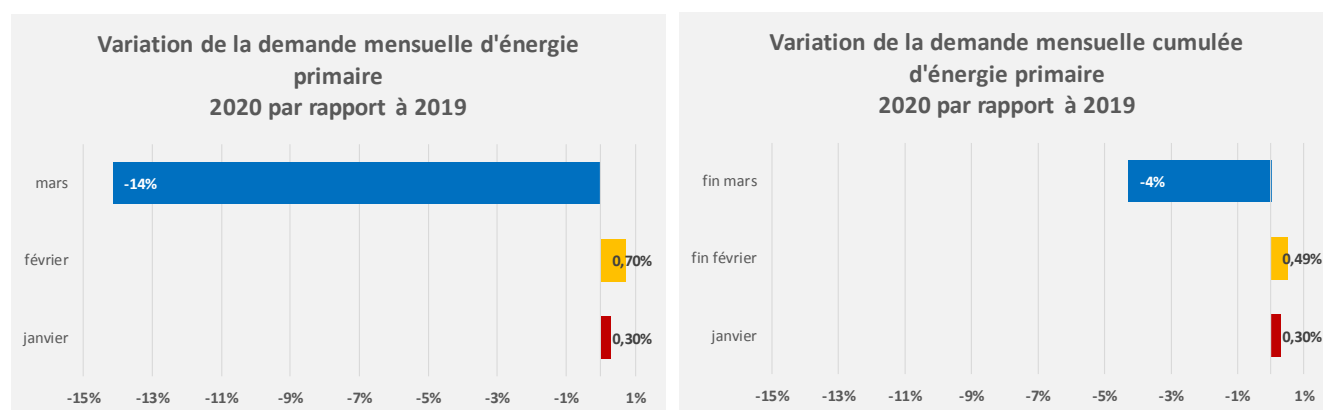
La répartition de la demande a peu changé dans l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente **52%** à fin mars 2019 et **53%** à fin mars 2020.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin mars 2020, **un déficit de 1.267 Mtep** pas loin du déficit enregistré à fin mars 2019 : **1,271 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 mars 2020 contre **46%** à fin mars 2019.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **39%** durant le premier trimestre de 2019 et de 2020.

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 14% durant le mois de mars 2020 ce qui a engendré une baisse cumulée de 4% durant le premier trimestre 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.



2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin mars			A fin mars			A fin mars		
	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)	2019	2020	Var (%)
EXPORTATIONS				395	520	32%	550	453	-18%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	346,5	309,2	-11%	356,3	315,5	-11%	506,3	231,8	-54%
ETAP	323,0	305,5	-5%	332,2	311,6	-6%	473,6	229,1	-52%
PARTENAIRES	23,6	3,8	-84%	24,2	3,9	-84%	32,7	2,7	-92%
GPL Champs	8,5	8,9	5%	9,4	9,9	5%	10,3	9,9	-4%
ETAP	4,7	4,4	-6%	5,2	4,8	-6%	5,7	4,7	-18%
PARTENAIRES	3,8	4,6	19%	4,2	5,0	19%	4,7	5,3	13%
PRODUITS PETROLIERS	21,0	186,4	787%	21,9	186,9	-	30,2	205,0	-
Fuel oil (BTS)	0,0	115,3	-	0,0	112,8	-	0,0	134,5	-
Virgin naphta	21,0	71,1	239%	21,9	74,0	239%	30,2	70,6	133%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				7,6	8,3	9%	3,46	6,34	83%
IMPORTATIONS				1808	1983	10%	2309	2151	-7%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	0,0	183,6	-	0,0	188,5	-	0,0	224,0	-
PRODUITS PETROLIERS	980,0	976,8	0%	981,5	982,1	0,1%	1497,0	1242,5	-17%
GPL	153,0	148,3	-3%	169,2	164,0	-3%	232,8	206,6	-11%
Gasoiil ordinaire	359,8	354,0	-2%	369,5	363,5	-2%	655,5	524,9	-20%
Gasoiil S.S. ⁽⁷⁾	93,1	106,5	14%	95,6	109,4	14%	174,9	145,7	-17%
Jet ⁽⁶⁾	56,3	56,9	1%	58,3	58,9	1%	109,2	81,0	-26%
Essence Sans Pb	122,7	143,0	17%	128,2	149,5	17%	212,1	224,0	6%
Fuel oil (HTS)	55,4	40,1	-	54,2	39,3	-	66,3	25,9	-61%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	139,6	128,1	-8%	106,4	97,6	-8%	46,1	34,4	-25%
GAZ NATUREL				826,4	812,7	-2%	812,2	684,5	-16%
Redevance totale ⁽²⁾				146,8	97,3	-34%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				679,6	715,4	5%	812,2	684,5	-16%

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

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

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour 2020

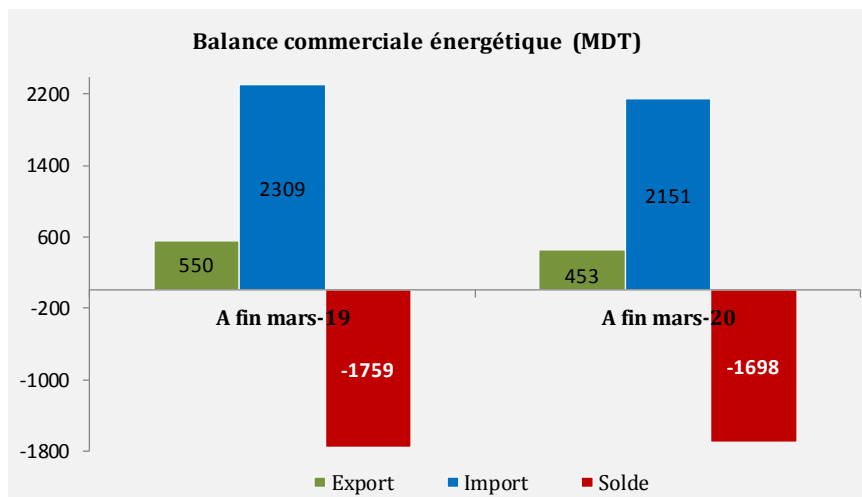
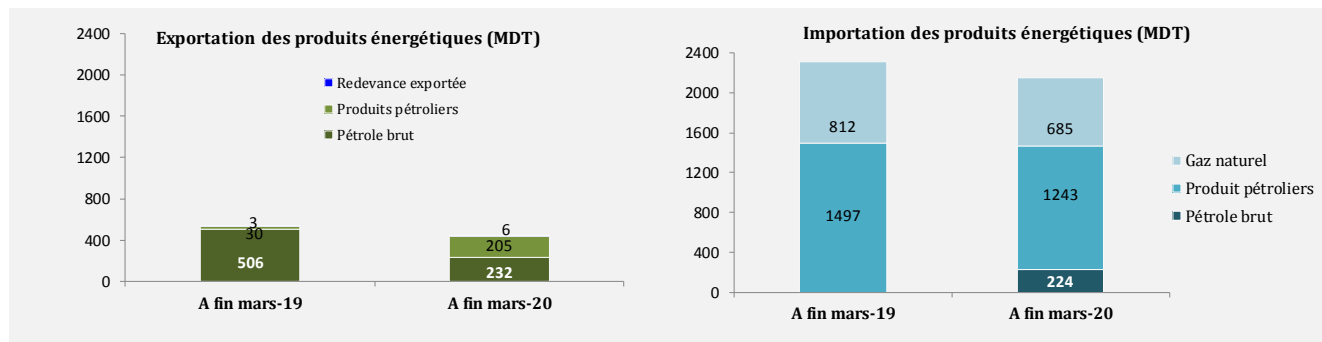
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

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

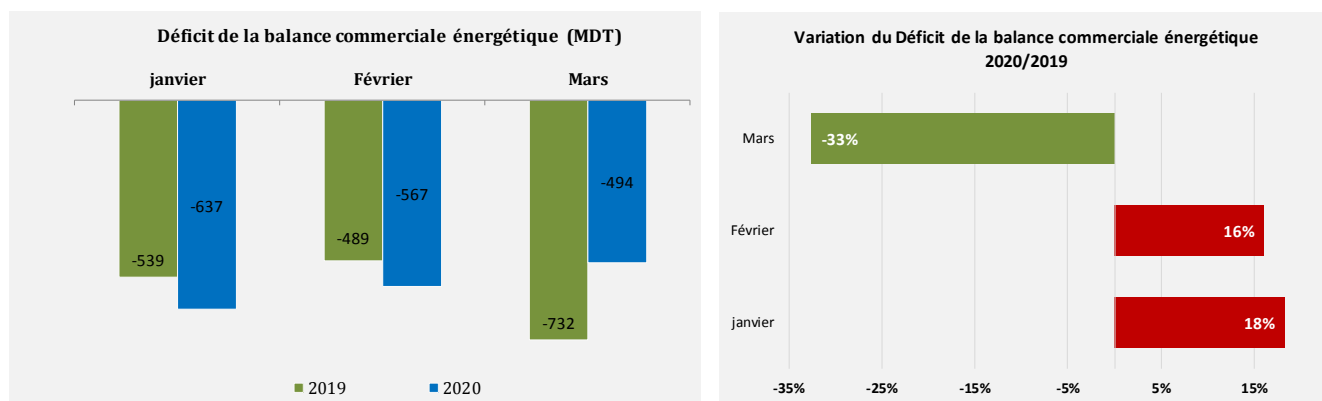
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoiil sans soufre au lieu du Gasoiil 50 ppm

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

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une diminution en valeur de **18%** accompagné par une baisse des importations en valeur de **7%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1759MDT** durant les trois premiers mois de **2019** à **1698MDT** durant les trois premiers mois de **2020**, soit une diminution de **3%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

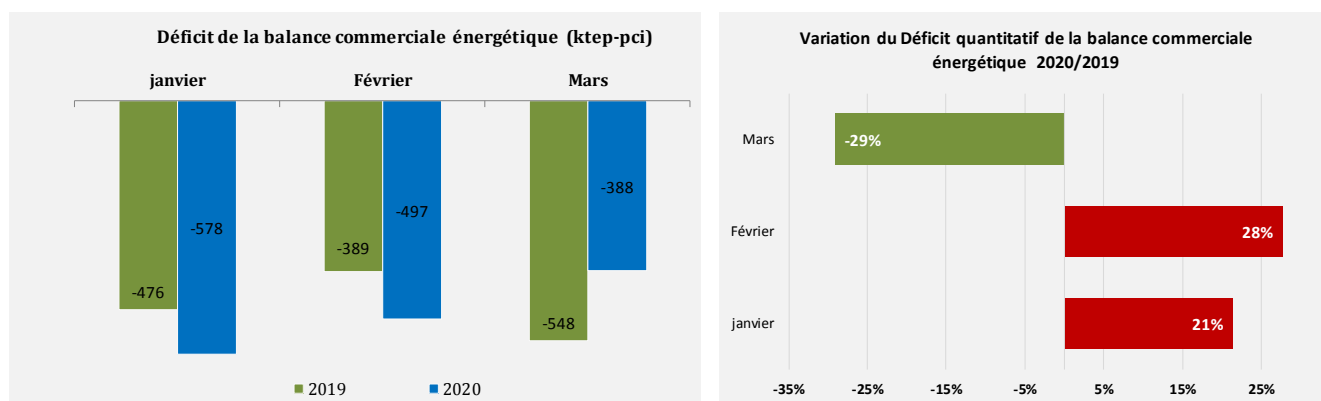


En calculant le déficit mensuel de la balance commerciale durant 2020 par rapport à 2019, nous avons remarqué qu'il a baissé courant le mois de mars 2020 de 33% par rapport au mois de mars 2019:



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 **le cours du Brent** ; qualité de référence sur lesquelles sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

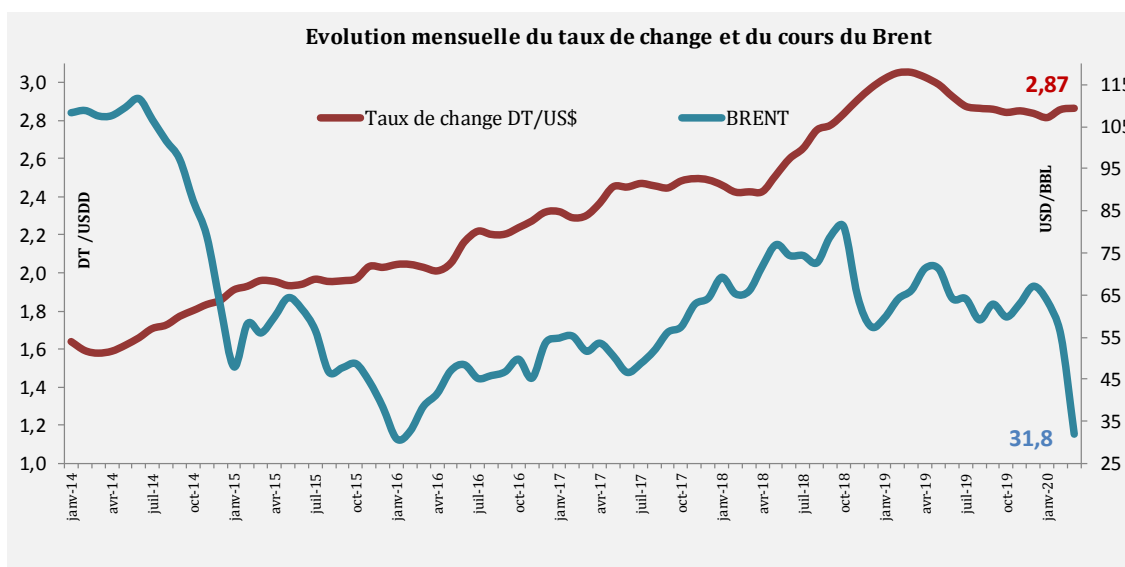
Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a nettement baissé(+) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de 29%(+) courant le mois de mars 2020 par rapport à mars 2019 comme le montre le graphique suivant :

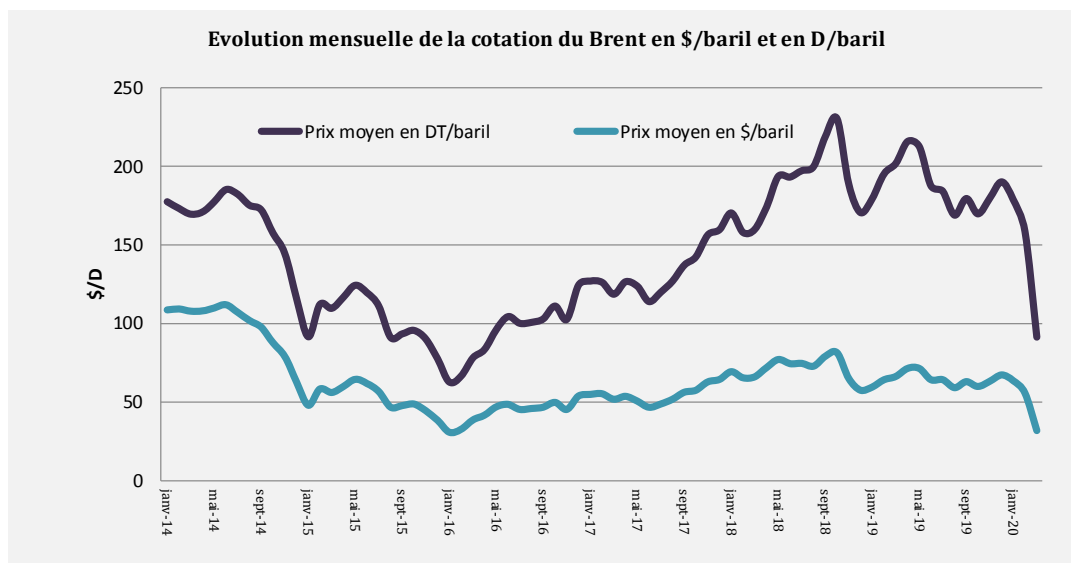


Donc les 3 facteurs étaient favorables l'amélioration de la balance commerciale énergétique.

En effet, Durant le mois de mars 2020, les cours du Brent ont diminué de plus de **34 \$/bbl** : **31.83 \$/bbl** courant mars 2020 contre **66.12 \$/bbl** courant mars 2019 et ont enregistré, aussi, une diminution de plus de **24 \$/bbl** par rapport à février 2020.

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

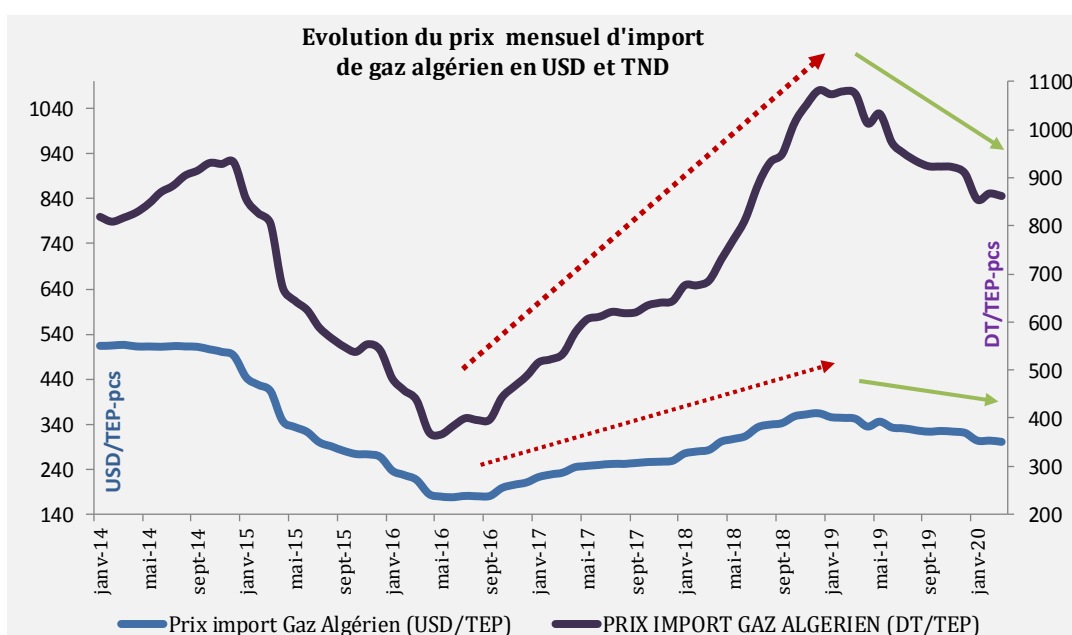




(+++) Entre le 1^{er} trimestre de **2019** et le 1^{er} trimestre de **2020**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **20%** : **63,2 \$/bbl** contre **50,3 \$/bbl**.

(+) Appréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de **6%** entre le 1^{er} trimestre de **2019** et le 1^{er} trimestre de **2020**, Le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai **2018**, il a dépassé pour la première fois le seuil symbolique de **3 DT** en janvier **2019**, il a commencé ensuite à se revaloriser en avril **2019** pour la première fois depuis décembre **2017** poursuivant cette tendance baissière. Néanmoins, il a enregistré de nouveau une tendance à la hausse à partir du mois de février 2020.

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



La baisse à été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août 2016. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement 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 se sont maintenues au même niveau de l'année dernière en quantité et ont baissé en valeur de **17%**, les sociétés de distribution ainsi que la STIR ont procédé à une opération de reconstitution des stocks.

(-) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **11%**, 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 354 kt de pétrole brut à fin mars 2020 dont 42% brut local contre 20 kt seulement à fin mars 2019.

(-) Hausse des achats gaz algérien de **5%** en quantité pour faire face à la baisse de la redevance sur le passage du gaz algérien ainsi que la production nationale.

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

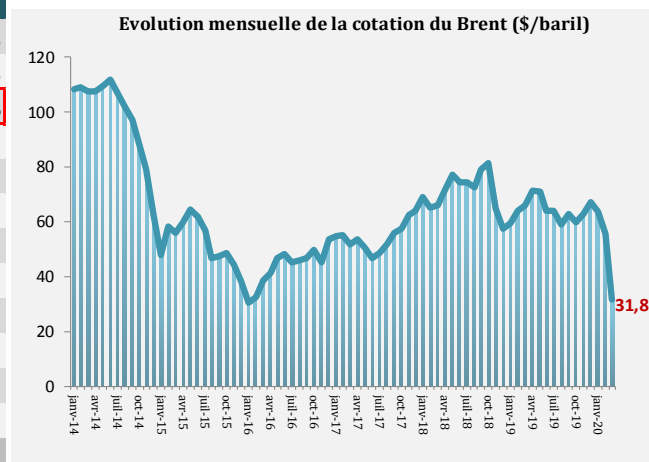
3 Les prix



1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

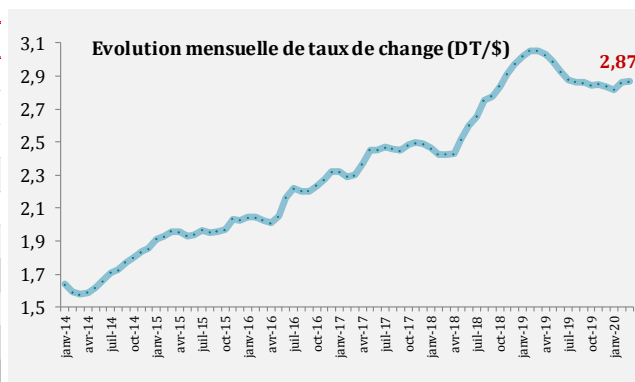
	2018	2019	2020	Variat. 20/19
Jan	69,2	59,5	63,5	7%
Fév	65,2	64,0	55,4	-13%
Mars	65,9	66,1	31,8	-52%
Avril	71,8	71,3		
Mai	76,9	71,1		
Juin	74,3	64,1		
Juillet	74,3	64,0		
Aout	72,6	59,0		
Septembre	78,9	62,8		
Octobre	81,2	59,7		
Novembre	64,7	63,02		
Décembre	57,4	67,02		
fin déc	71,0	64,3		



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		
Mai	2,52	2,99		
Juin	2,60	2,93		
Juillet	2,65	2,88		
Aout	2,75	2,87		
Septembre	2,78	2,86		
Octobre	2,84	2,84		
Novembre	2,91	2,85		
Décembre	2,97	2,84		
fin déc	2,65	2,93		





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

Pétrole Brut (1)	A fin mars. 2020	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	164	58
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	100	35

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

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

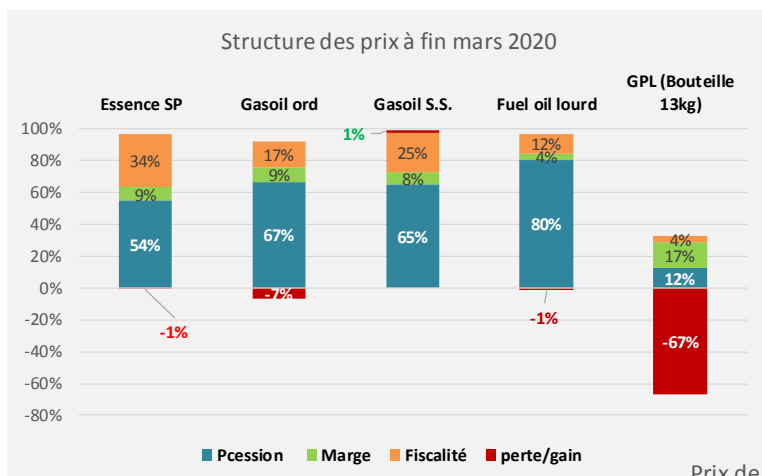
(1) Prix moyen pondéré

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

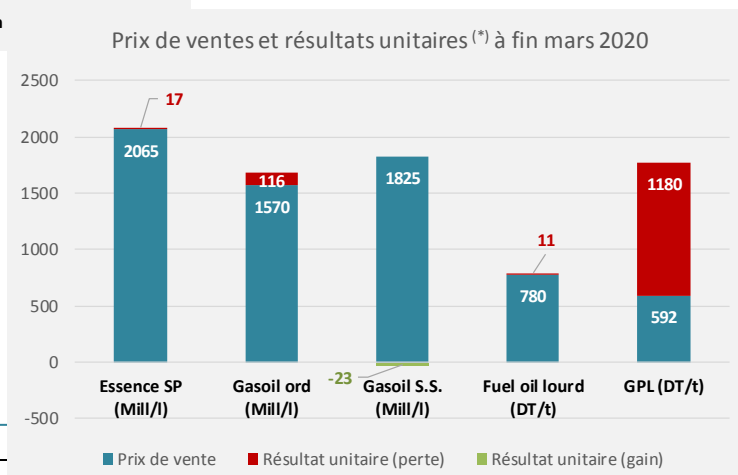
(5) Prix de vente en vigueur aux publics à partir du 07/04/2020

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

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



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



5- Gaz naturel



	2019	A fin mars. 2020
Prix d'importation Gaz Algérien	977	861
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

* 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*
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

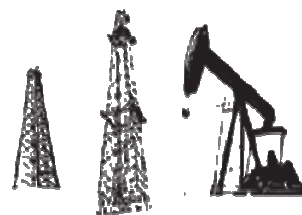
* Valeurs provisoires

(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



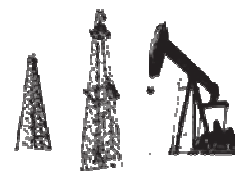
II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2019	A fin mars		Var (%)
		2019	2020	
El borma	237	62,9	56,9	-9%
Ashtart	217	57,1	47,0	-18%
Hasdrubal	150	43,1	36,0	-17%
Adam	136	37,4	28,4	-24%
M.L.D	96	24,3	23,9	-1%
El Hajeb/Guebiba	95	24,4	23,4	-4%
Cherouq	104	30,4	22,4	-26%
Miskar	83	20,0	20,4	2%
Cercina	76	19,2	19,8	3%
Barka	4	1,2	19,4	1546%
Franig/Bag/Tarfa	50	10,1	14,9	47%
Ouedzar	56	14,9	13,5	-10%
Gherib	57	15,5	12,7	-18%
Nawara	0	0,0	0,9	-
Autres	302	79	81	2%
TOTAL pétrole (kt)	1 664	440	421	-4,3%
TOTAL pétrole (ktep)	1 704	450	431	-4,3%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 686	444	425	-4,4%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	1 727	455	435	-4,4%
TOTAL GPL primaire (kt)	138	38,5	33,6	-13%
TOTAL GPL primaire (ktep)	152	42	37	-13%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 824	483	458	-5,1%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 879	498	472	-5,1%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **421kt** à fin mars **2020** enregistrant ainsi une baisse de **4%** par rapport à fin mars 2019. En effet, la production a continué d'enregistrer une baisse dans plusieurs champs à savoir : Ashtart (-18%), Adam (-24%), Cherouq (-26%), El borma (-9%), Hasdrubal (-17%) et Ouedzar (-10%).

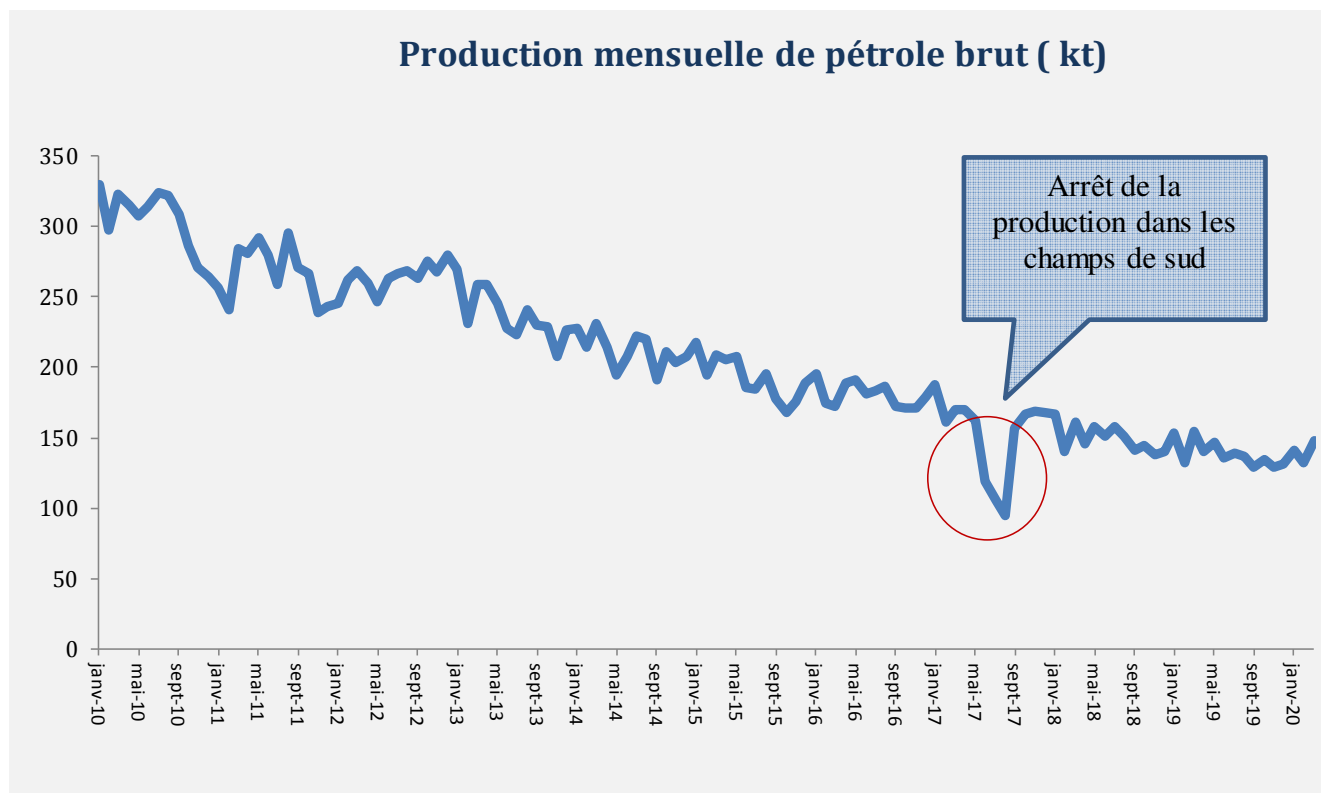


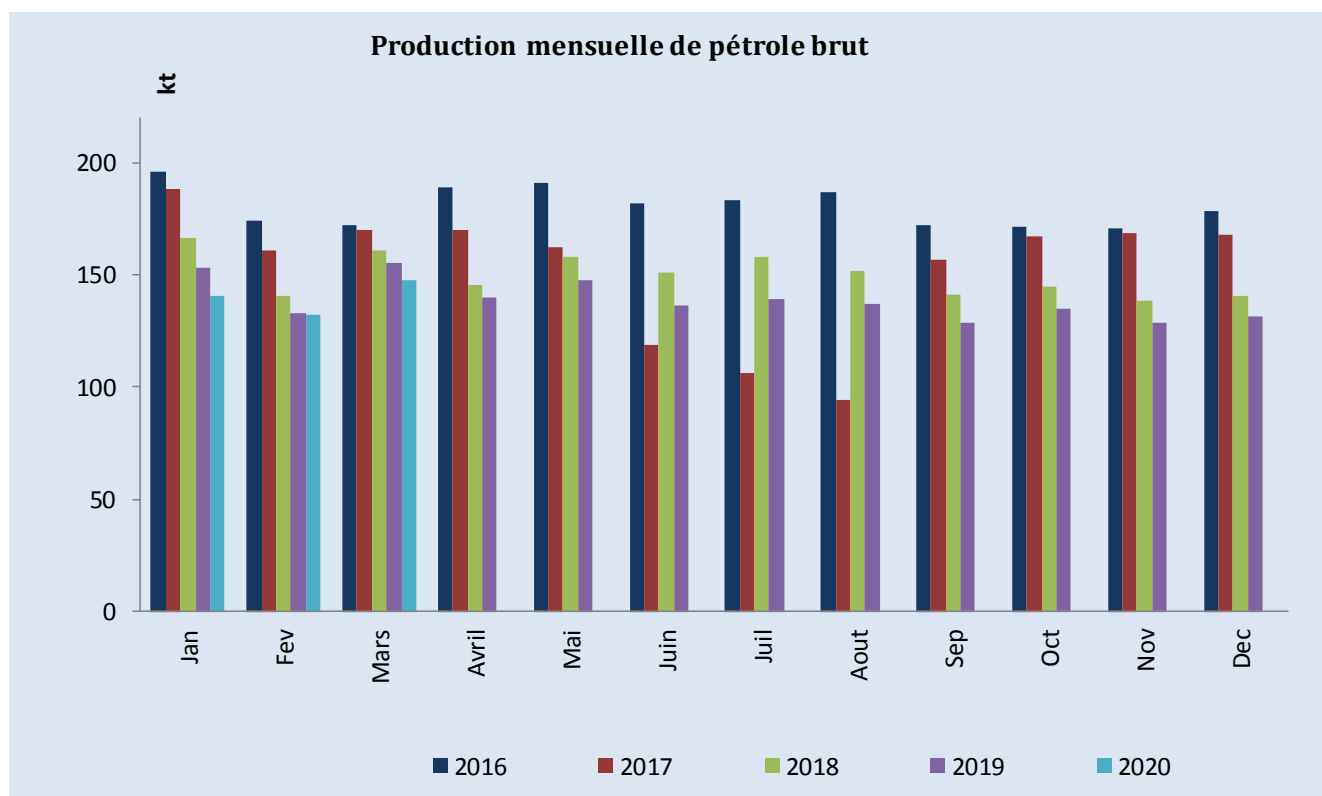
Il convient de noter :

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

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **38** mille barils/j à fin mars **2019** à **35,9** mille barils/j à fin mars **2020**.

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





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

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

II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2019	A fin mars				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 000	1 055,4	553,0	482,5	-13%	-8%
Production nationale	1 555	697,0	406,2	385,3	-5%	-6%
Miskar	572	366,8	136,8	137,8	1%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	296	78,0	80,6	71,0	-12%	-1%
Gaz Chergui	176	59,0	45,4	40,0	-12%	-4%
Hasdrubal	401	115,0	116,3	101,2	-13%	-1%
Maamoura et Baraka	10	3,1	1,8	7,3	301%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	101	75,0	25,2	26,8	7%	-10%
Nawara ⁽⁴⁾	0	0,0	0,0	1,2	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	445	358,4	146,8	97,3	-34%	-12%
Achats	3 121	142,1	679,6	715,4	5%	18%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 222	1172,6	614,4	536,2	-13%	-8%
Production nationale	1 728	774,4	451,3	428,1	-5%	-6%
Miskar	635	407,6	152,1	153,1	1%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	329	86,7	89,6	78,9	-12%	-1%
Gaz Chergui	196	65,6	50,4	44,5	-12%	-4%
Hasdrubal	445	127,8	129,3	112,4	-13%	-1%
Maamoura et Baraka	11	3,4	2,0	8,2	301%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	112	83,3	28,0	29,8	7%	-10%
Nawara ⁽⁴⁾	0	0,0	0,0	1,3	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	494	398,2	163,1	108,1	-34%	-12%
Achats	3 467	157,9	755,1	794,9	5%	18%

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

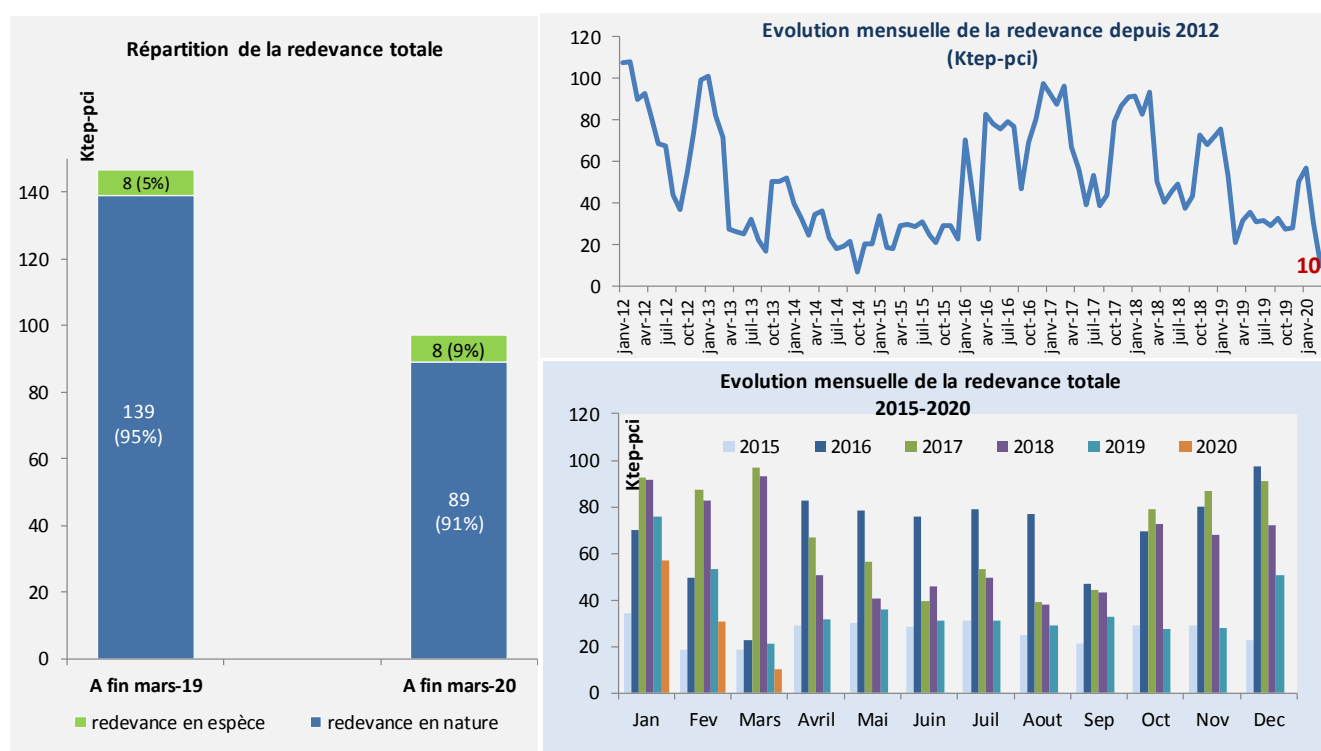
(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

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

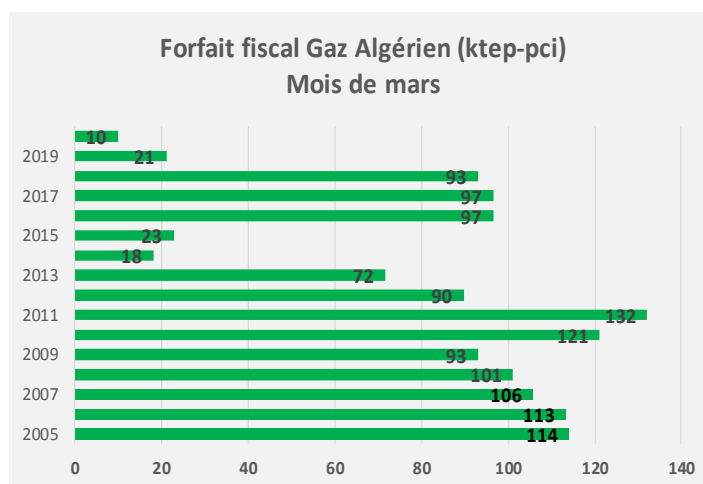
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **483 ktep**, à fin mars 2020, enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la baisse de la production de **5%** et la chute du forfait fiscal sur le transit du gaz algérien de **34%**. Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Début de commercialisation du gaz vers le STEG depuis le 29/03/2020.
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **13%**, des perturbations répétitives persistent depuis mars **2018** suite à des problèmes techniques, le puits A1 est fermé depuis le 25/03/2020 pour remonter la pression en tête du puits.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **12%**,
- ✓ **Baïssedu forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne(**-34%**)à fin mars**2020** par rapport à fin mars**2019**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quasi-totalité de la redevance est cédée à la STEG.



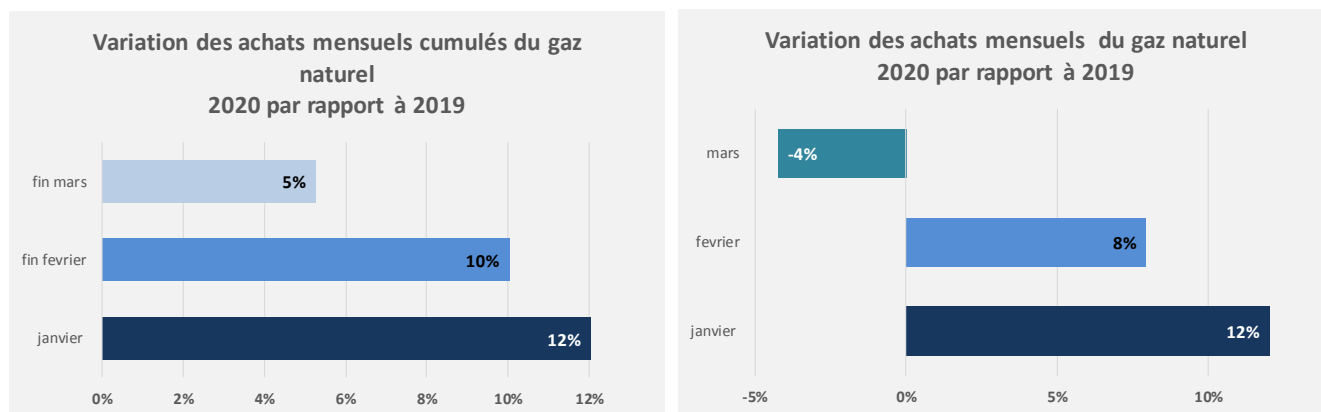
Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative ces derniers mois, la pandémie qui a touché l'Europe est notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie.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



Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **5%**, entre fin mars **2019** et fin mars **2020**, pour se situer à 715ktep et ceci à cause de la baisse de la production nationale, d'une part, et la baisse de la redevance sur le transit du gaz algérien d'autre part.

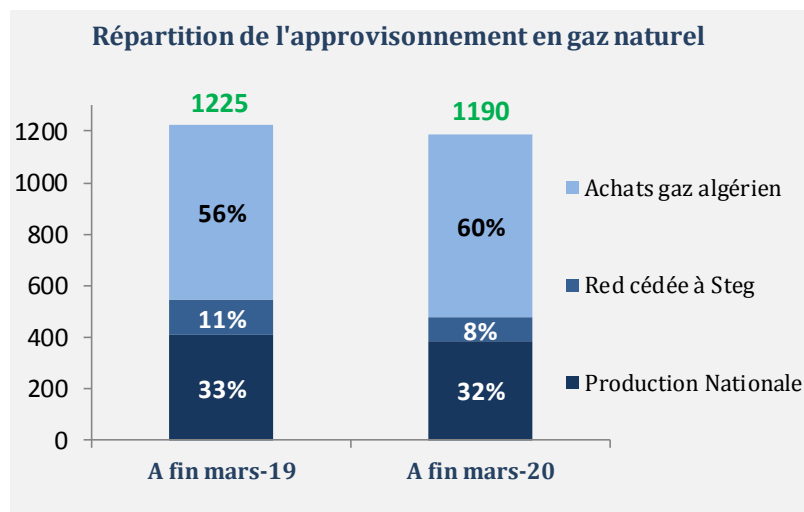
A noter que malgré que les achats continuent d'enregistrer une hausse, le taux d'évolution est, par contre, en train de baisser comme le montre les figures suivantes :



Ainsi les achats ont passé d'une hausse de 12% en janvier 2020 à 5% à fin mars 2020. D'ailleurs les achats ont baissé courant le mois de mars 2020 par rapport à mars 2019 de 4%

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de 3% entre fin mars **2019** et fin mars **2020** pour se situer à **1186ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Légère baisse de la participation du gaz national de **33%** à **32%**.
2. Baisse de la part de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **11%** à **8%**
3. Hausse de la participation des achats du gaz algérien de **56%** à **60%**.



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	2019 (1)	A fin mars 2020 (2)	Var (%) (2)/(1)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	0,764	5,84	664%	
Essence Sans Pb	0,0	0,00	-	
Petrole Lampant	0,41	10,24	2381%	
Gasoil ordinaire	5,29	132,77	2411%	
Fuel oil BTS	8,10	127,00	1468%	
Virgin Naphta	5,70	80,70	1316%	
White Spirit	0,00	1,95	-	
Total production STIR	20,3	358,5	1669%	
Taux couverture STIR (3)	1,8%	34,7%	1783%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	0,6%	14,6%	2383%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement de la raffinerie	6	91	1417%	

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



2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

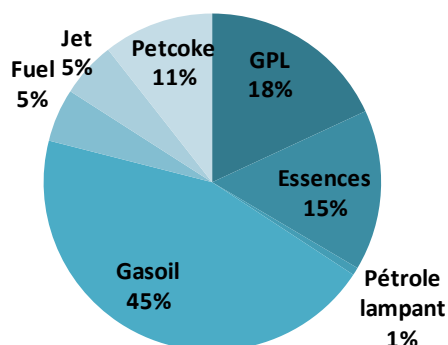
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2019	A fin mars				
		2010	2019	2020	Var (%)	TCAM(%)
GPL	666	146,8	199,2	201,5	1%	3%
Essences	746	111,8	169,8	162,2	-4%	4%
Essence Super	0	0,5	0,0	0,0	-	-
Essence Sans Pb	728	111,3	165,6	158,2	-4%	4%
Essence premium	18	0,0	4,2	4,0	-4%	-
Pétrole lampant	17,8	22,1	8,1	7,8	-3%	-10%
Gasoil	2055	446,2	492,4	465,8	-5%	0%
Gasoil ordinaire	1674	423,8	408,4	382,9	-6%	-1%
Gasoil SS	374	22,4	82,5	81,3	-1%	14%
Gasoil premium	7	0,0	1,5	1,7	12%	-
Fuel	234	83,7	56,1	56,1	0%	-4%
STEG & STIR	6	5,3	1,7	9,5	463%	6%
Hors (STEG & STIR)	228	78,4	54,4	46,6	-14%	-5%
Fuel gaz(STIR)	0	1,9	0,0	0,0	-	-100%
Jet	311	36,0	58,6	43,5	-26%	2%
Coke de pétrole	446	69,2	116,8	103,4	-11%	4%
Total	4476	917,8	1101,0	1040,3	-6%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4470	910,6	1099,3	1030,8	-6%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre le premier trimestre de 2019 et le premier trimestre de 2020, une baisse de 6% pour se situer à 1040 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 4%, du gasoil de 5%, du jet de 26% et de coke de pétrole de 11%.

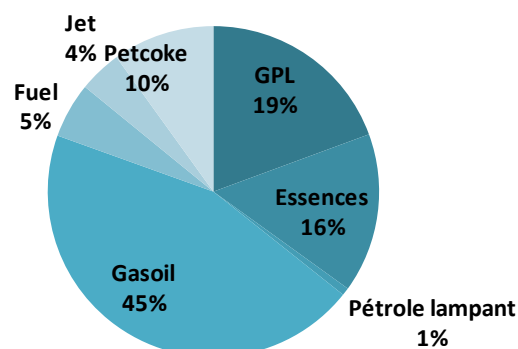
La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre le premier trimestre 2019 et le premier trimestre de 2020.



Premier trimestre 2019

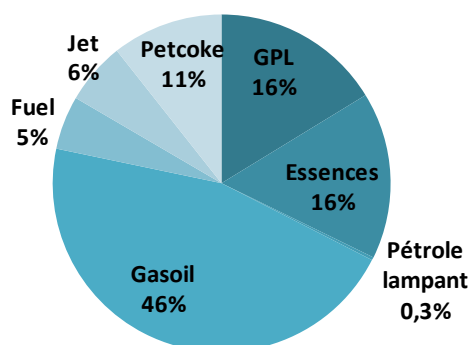


Premier trimestre 2020

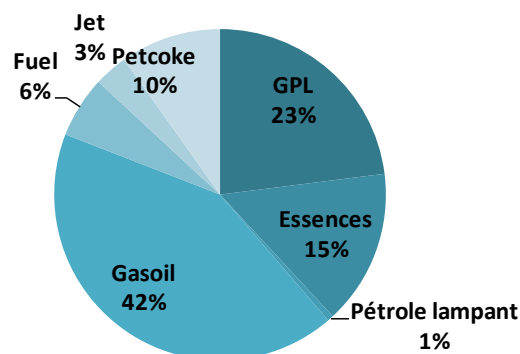


Par contre, une profonde mutation a été observée entre le mois de mars 2019 et le mois de mars 2020 notamment la part du jet qui est passée de 6% à 3% et la part du GPL qui est passée du 15% à 23%.

Mars 2019



Mars 2020



La consommation de carburants routiers a diminué, à fin mars**2020**, de **5%** par rapport à fin mars**2019**. Elle représente **60%** de la consommation totale des produits pétroliers. Elle a diminué de plus de 26% courant le mois de mars 2020.

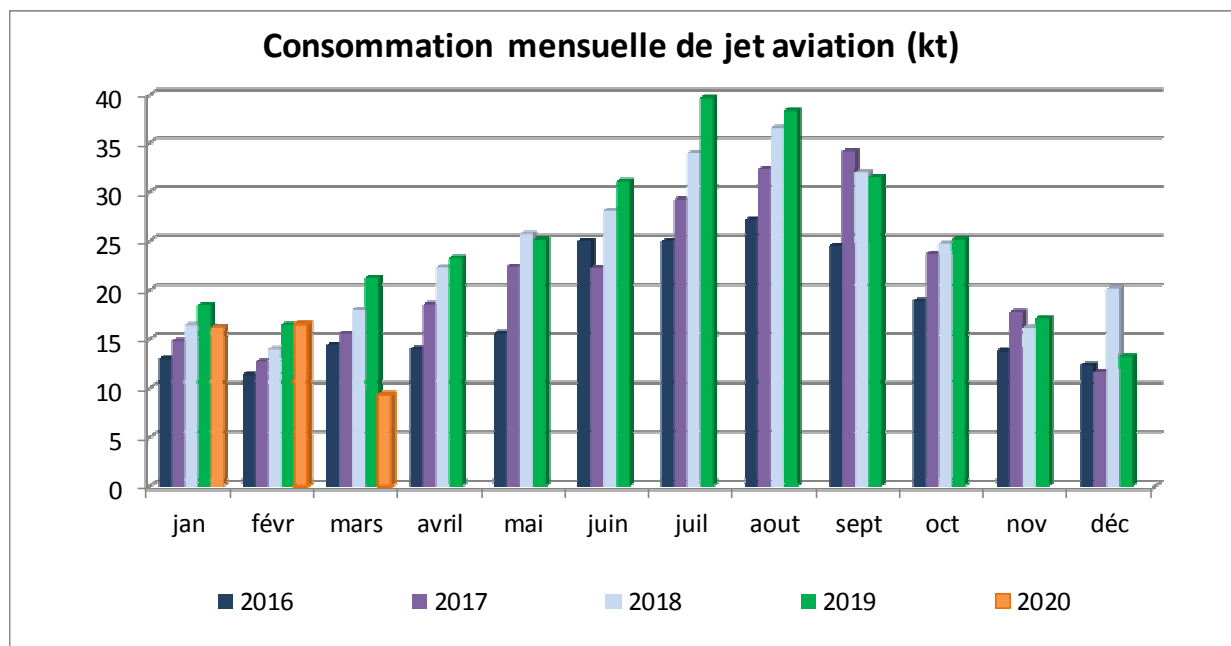
La consommation de gasoil totaladiminuéde **5%**par rapport au niveau de l'année dernièreet de même celle des essences de **4%**. Elle a diminué de de 27% pour le gasoil et 25% pour les essences courant le mois de mars 2020.

Par contre, la consommation de GPL a augmentéde **1%** entre fin mars2019 et fin mars2020bienque les températures ont été relativement doucescourant les deux premiers mois de2020 par rapport à la même période de **2020**, la plus grande evolution a été observée courant le mois de mars 2020 (+13%).



La consommation de coke de pétrole a diminué de **11%** entre fin mars **2019** et fin mars **2020** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries qui ont arrêté leur activité depuis le début de confinement.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **26%** courant le premier trimestre de 2020 par rapport au premier trimestre de 2019. Elle a baissé de **56%** courant le mois de mars 2020, c'était le produit le plus touché par la baisse de la demande à cause de la fermeture de l'espace aérien.





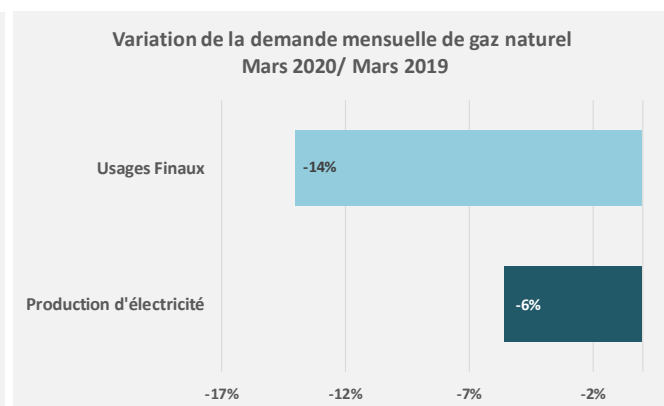
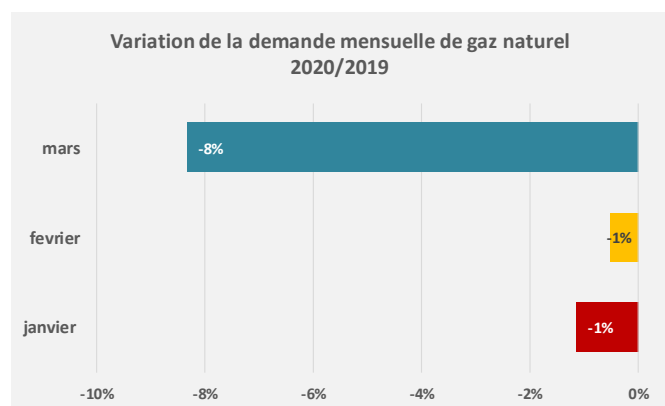
II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2019	A fin mars				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	5 077	1 026	1 222	1 182	-3,2%	1%
Production d'électricité	3 777	694	800	819	2%	2%
Hors prod élec	1 300	332	422	363	-14%	1%
Haute pression	332	96	82	67	-18%	-4%
Moy&Basse pression	967	236	340	296	-13%	2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 641	1 140	1 358	1 314	-3,2%	1%
Production d'électricité	4 197	771	889	910	2%	2%
Hors prod élec	1 444	369	469	404	-14%	1%
Haute pression	369	107	91	75	-18%	-4%
Moy&Basse pression	1 075	262	378	329	-13%	2%

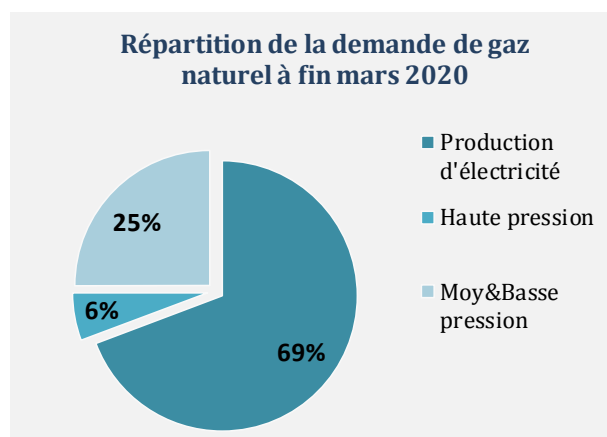
La demande totale de gaz naturel a enregistré une diminution de **3,2%** entre le premier trimestre de **2019** et le premier trimestre de **2020** pour se situer à **1 182 ktep**. La demande pour la production électrique a augmenté de **2%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **14%**.

La demande a enregistré une baisse significative de **8%** courant le mois de mars 2020 par rapport au mois de mars 2019 à cause de l'arrêt de la plupart des activités économiques.



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (69% de la demande totale courant le premier trimestre de 2020), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à 97%.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de 14% pour se situer à 363ktep. La demande des clients moyenne et basse pression a diminué de 13% et celle des clients haute pression de 18%.



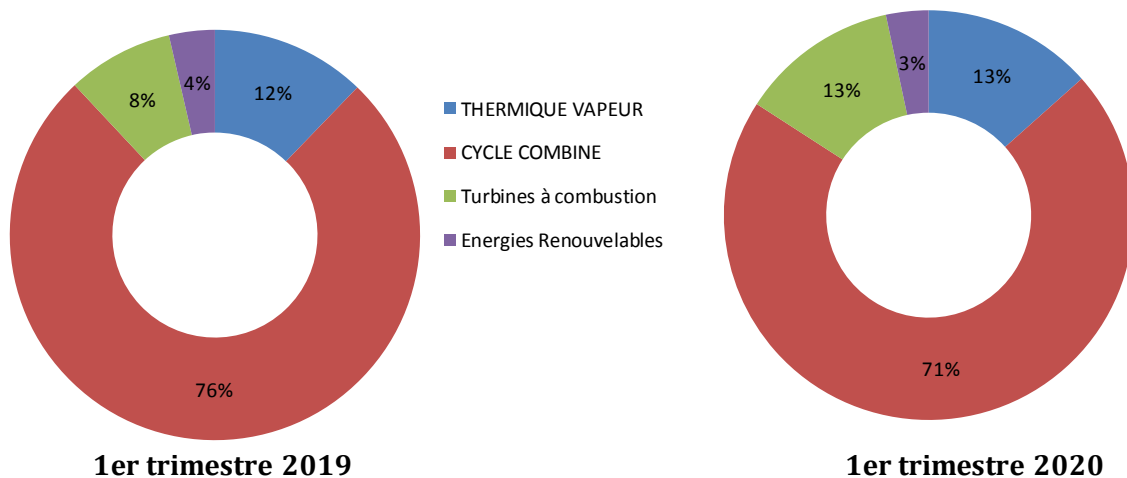
Cette diminution au niveau des clients MP-BP qui a commencé depuis le début de l'année est due essentiellement aux températures relativement douces enregistrées courant les 2 premiers mois de 2020 par rapport à la même période de l'année précédente et à la baisse des activités économiques courant le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

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une dégradation de 3% entre fin mars 2019 et fin mars 2020 pour passer de 202.3tep/GWh à 208tep/GWh.

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

En effet, nous avons noté une diminution à 71% de la part des cycles combinés dans la production courant les 3 premiers mois de 2020 contre 76% courant les 3 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	Mars		A fin Mars	
		2019	2020	2019	2020
Nb de permis octroyés	6	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	2	0	0	0	0
Nb total des permis	25	21	25	21	25
Nb de forages explo.	6	0	0	0	1
Nb forages développ.	5	0	1	1	2
Nb de découvertes	4	1	0	1	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars 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 mars 2020

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

Fin des opérations d'acquisition sismique entamées 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 8/02/2020.

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

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

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	DebbechB	Debbech	30/11/2019	Profondeur actuelle : 4260 Test du puits en cours.
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 le concession "Baraka", ont montré des indices encourageants avec des estimations préliminaires de l'ordre de **4000** bbl/j d'huile et **80000** m³/j du gaz

Développement

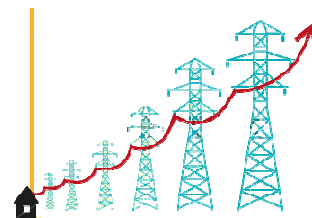
Forage de deux nouveaux puits de développement à fin mars 2020 :

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	9/03/2020	1830	Opérations de forage en cours

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

III- Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2019	2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	17007	2 521	3 623	3665	1%	4%
FUEL + GASOIL	0,4	2,170	0,170	9	5349%	16%
GAZ NATUREL	16441	2468	3460	3504	1,3%	4%
HYDRAULIQUE	66	7,94	15,43	8	-50%	0%
EOLIENNE	500	43	147	144	-2%	13%
SOLAIRE(1)	0,2	0,0	0,0	0,1	-	-
IPP (GAZ NATUREL)	3071	788	896	851	-5%	1%
ACHAT TIERS	155	21	44,8	46	3%	8%
PRODUCTION NATIONALE	20233	3 330	4 563	4 562	0%	3%
Production pour marché local	20075	3 349	4 573	4 460	-2%	3%

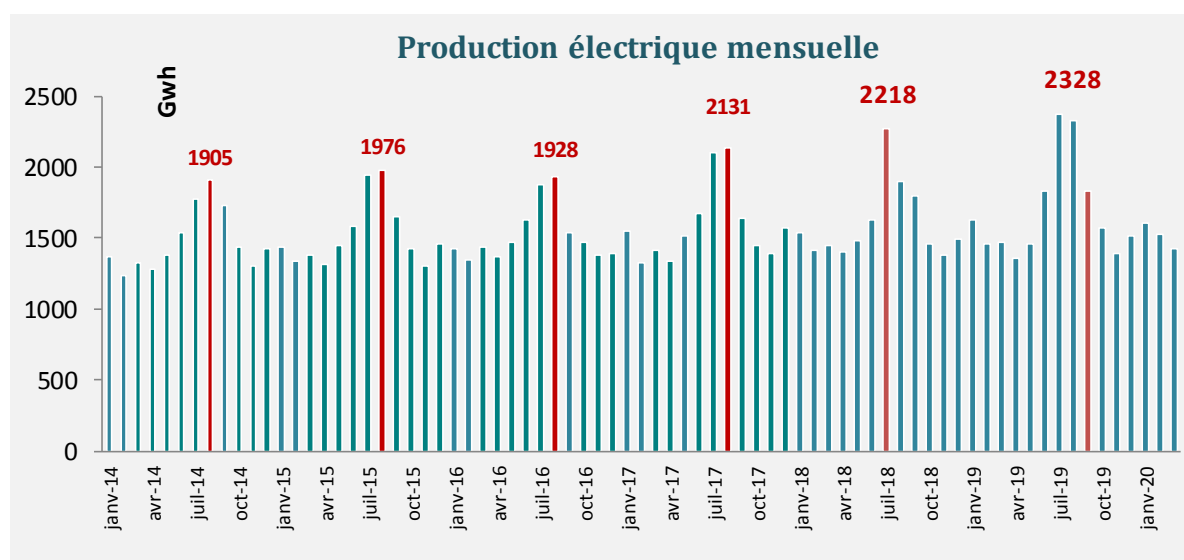
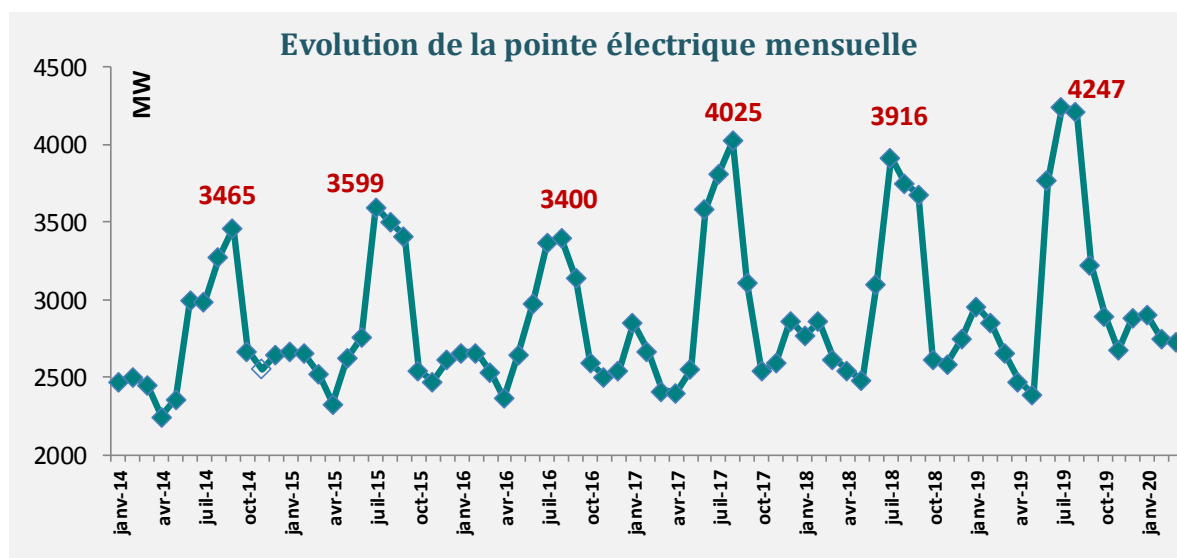
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

La production totale d'électricité s'est maintenue au même niveau de l'année dernière se situant à **4562GWh** (hors autoproduction consommée). La production destinée au marché local a diminué par contre de 2%.

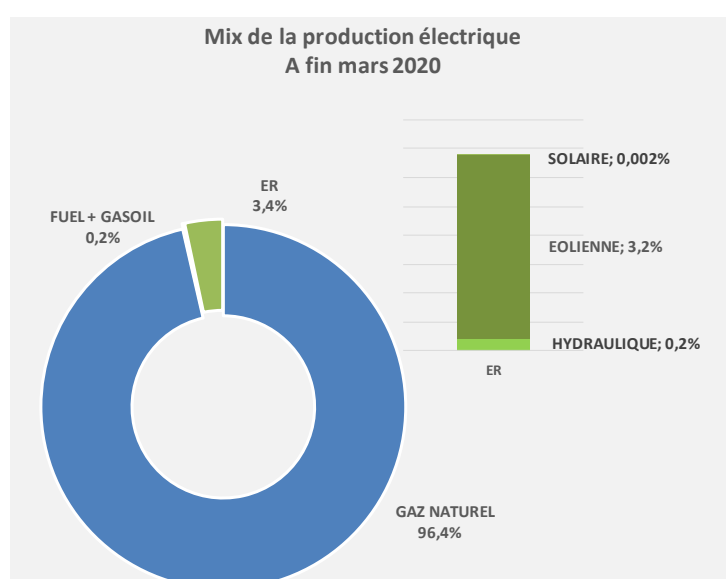
A noter que la première tranche de la turbine à gaz de la centrale électrique de Borj El Amri-Mornaguia est entrée en service courant le mois de juin **2019** avec une capacité de production de **312 mégawatts(MW)**. Cette centrale, dont la deuxième tranche s'achèvera en **2020**, a une capacité globale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

La pointe a enregistré une diminution de **2%** pour se situer à **2902 MW** à fin mars 2020 contre **2962 MW** à fin mars 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 **80%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG +IPP) s'est maintenue. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3,4%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin mars **2020**.



VENTES D'ELECTRICITE

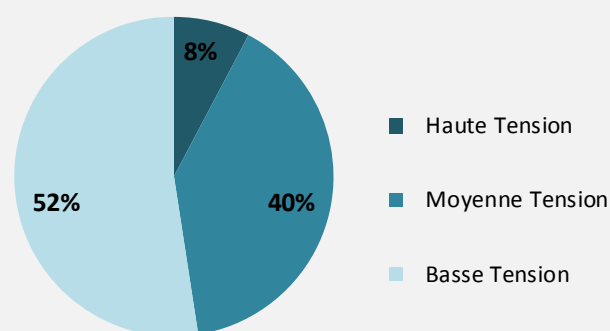
Unité : GWh

	Réalisé 2019	A fin mars				
		2010 (1)	2019 (2)	2020 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
VENTES**						
Haute tension	1264	300	305	293	-4%	0%
Moyenne tension	6973	1327	1559	1508	-3%	1%
Basse tension	8129	1359	2042	1985	-3%	4%
TOTAL VENTES **	16367	2 986	3 906	3 785	-3,1%	2,4%

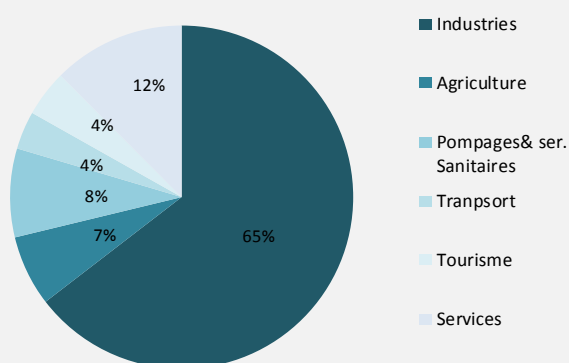
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de 3% entre fin mars 2019 et fin mars 2020. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de 4% et celles des clients de la moyenne et basse tension de 3%.

Répartition des ventes d'électricité
1er trimestre de 2020

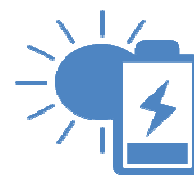


Répartition de la consommation par secteur pour les
clients HT&MT
1er trimestre de 2020



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 65% de la totalité de la demande des clients HT&MT durant les trois premiers mois de 2020.

2 Energies renouvelables



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

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
PV	CONCESSION	Appel d'offre de 500 MW (sites proposés par l'Etat): 50MW à Tozeur, 50MW à Sidi Bouzid, 100MW à Gafsa, 100MW à Kairouan et 200MW à Tataouine	Identification des sites Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019) Elaboration et négociation des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Soumission des offres (juillet 2019) Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019) Finalisation des accords de projet (mai 2020) Approbation ARP et entrée en Vigueur (Juillet 2020)
			Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Mise en service d'un projet de 1MW
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projet (mai 2017)	
		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 (09 janvier 2020): Evaluation en cours. Octroi des accords de principe mai 2020
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	70 MW installés
		MT/HT	146 autorisations octroyées pour une puissance totale de 26MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 93%
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 56%

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offre de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à nabeul, 100MW à Djebel Tbagha 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
ONE	Observatoire National de l'Energie et des Mines
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/Gwh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbbl/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.