

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, Janvier 2021





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

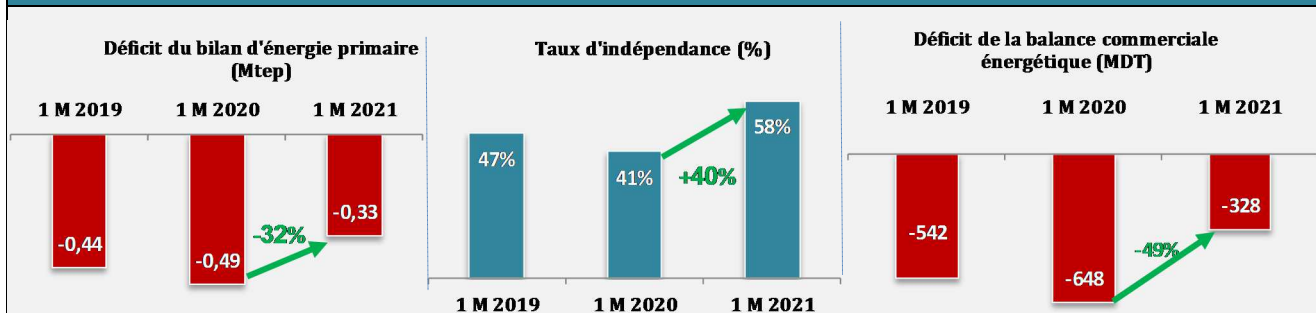
III- Electricité et Energies Renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

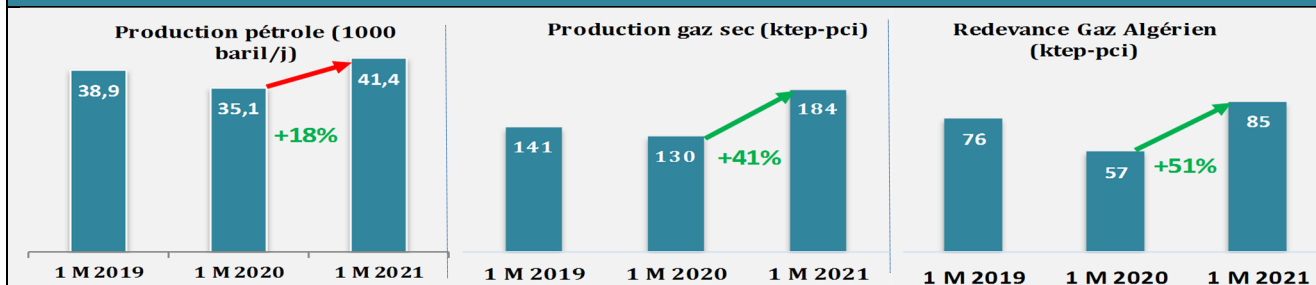


Faits marquants du mois de Janvier 2021

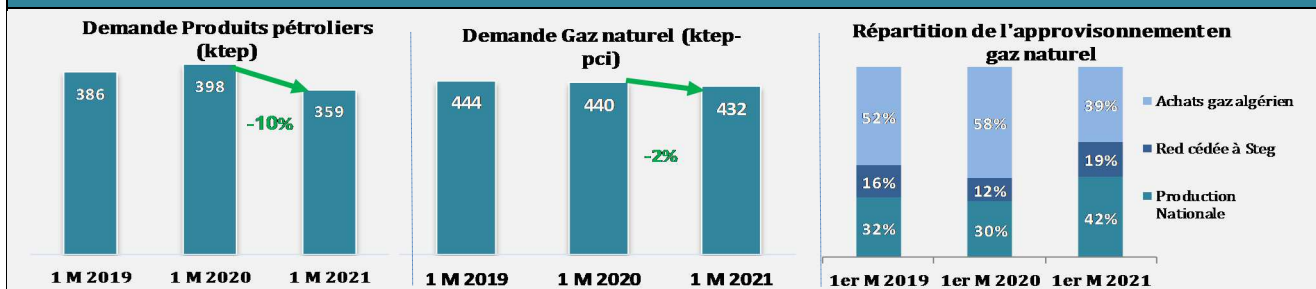
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



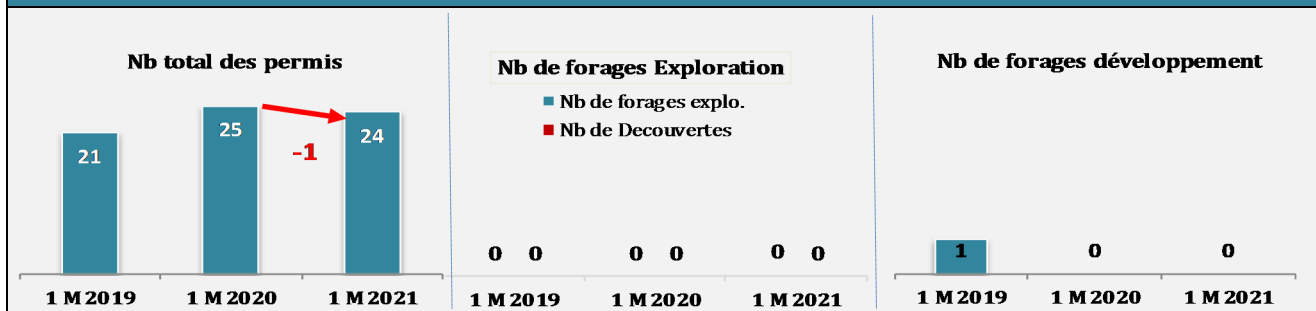
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



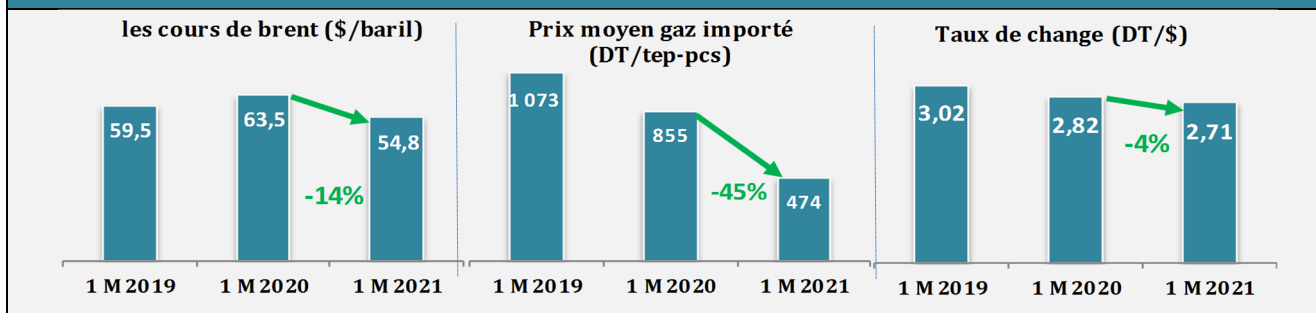
Demande des hydrocarbures



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 2020	Janvier				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3946	704	347	462	33%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1577	340	144	172	19%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	10,5	13	15	20%	4%
Gaz naturel	2176	352	187	270	44%	-2%
Production	1646	226	130	184	41%	-2%
Redevance	530	126	57	85	51%	-3%
Elec primaire	44	2	3,4	5	46%	11%
DEMANDE	9088	678	841	796	-5%	1%
Produits pétroliers	4195	307	398	359	-10%	1%
Gaz naturel	4849	369	440	432	-2%	1%
Elec primaire	44	2	3	5	46%	11%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5142	26	-493	-334		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5672	-99	-550	-420		

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

Revision de la demande d'énergie primaire pour l'année 2019 suite à la reception des données de la consommation de petcoke partiellement estimée initialement

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

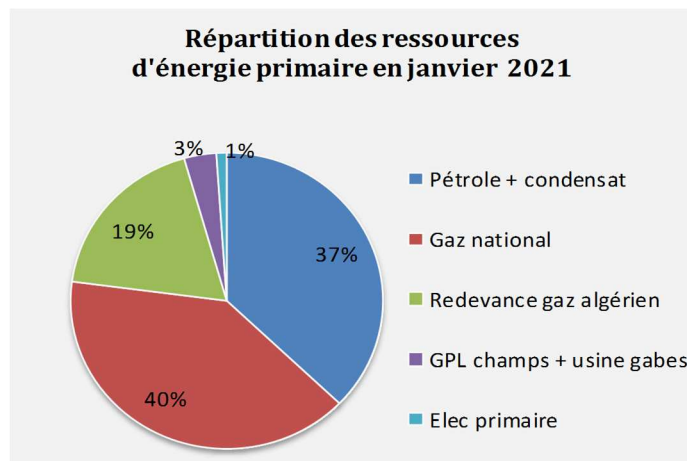
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

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

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

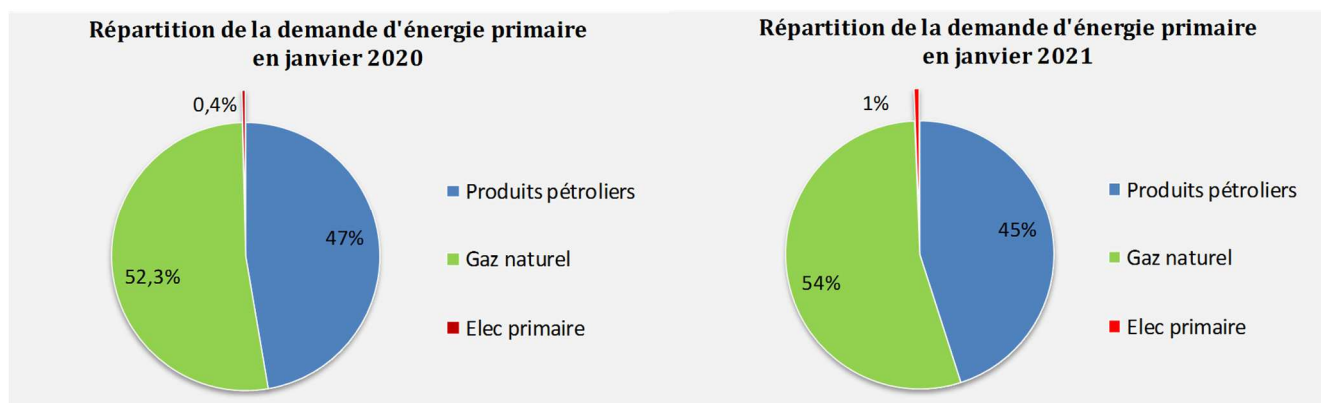
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.46 Mtep** en janvier **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédant de **33%**. Cette hausse est due principalement à l'augmentation de la production nationale du pétrole et du gaz et aussi de la redevance du passage du gaz algérien qui a enregistré une hausse de **51%** en janvier **2021** par rapport à janvier **2020**.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **77%** 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 janvier **2020** et janvier **2021** pour passer de **0.84 Mtep** à **0.8 Mtep** : la demande de gaz naturel a baissé de **2%** et celle des produits pétroliers de **10%**.

La structure de la demande d'énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet La demande des produits pétroliers est passé de **47%** en janvier **2020** à **45%** en janvier **2021** . Le gaz naturel qui représente **52%** en janvier **2020** à enregistré une légère hausse à **54%** en janvier **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier **2021**, **un déficit de 0.33 Mtep** contre un déficit enregistré en janvier **2020** de **0.49 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **58%** en janvier **2021** contre **41%** en janvier **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **47%** en janvier **2021** contre **35%** en janvier **2020**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **32%** en janvier **2021** par rapport à janvier **2020**, cette baisse est due à l'impact du COVID-19 sur la demande de l'énergie ainsi que l'ensemble des mesures progressivement prises par le gouvernement , confinement total puis partielle, à partir du mars **2020** pour lutter contre l'épidémie. Ces mesures se sont maintenues en janvier **2021** pour contenir la 2^{ème} vague de propagation du virus. Ainsi que la hausse remarquable des ressources d'énergie primaire.

2 Les échanges commerciaux ⁽¹⁾

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	2020	Janvier 2021	Var (%)	2020	Janvier 2021	Var (%)	2020	Janvier 2021	Var (%)
EXPORTATIONS				97	214	120%	133	232	75%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	21,9	154,4	606%	22,5	158	601%	27,0	173,7	544%
ETAP	21,9	102,0	366%	22,5	105	364%	27,0	117,7	337%
PARTENAIRES	0,0	52,4	-	0,0	53	-	0,0	56,0	-
GPL Champs	4,5	3,4	-24%	5,0	3,8	-24%	5,9	4,4	-25%
ETAP	1,5	1,8	21%	1,6	1,9	21%	1,9	2,3	20%
PARTENAIRES	3,1	1,7	-46%	3,4	1,8	-46%	4,0	2,2	-46%
PRODUITS PETROLIERS	67,4	48,1	-29%	67,3	47,1	-30%	98,2	51,4	-48%
Fuel oil (BTS)	50,2	48,1	-4%	49,1	47,1	-4%	73,8	51,4	-30%
Virgin naphta	17,2	0,0	-100%	18,2	0,0	-100%	24,5	0,0	-100%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				2,6	5,5	114%	1,92	2,80	45%
IMPORTATIONS				687	664	-3%	781	560	-28%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	60,5	61,6	2%	61,8	62,9	2%	90,8	74,8	-18%
PRODUITS PETROLIERS	307,9	349,2	13%	309,9	344,7	11%	444,9	395,8	-11%
GPL	60,7	53,8	-11%	67,1	59,5	-11%	91,5	87,5	-4%
Gasoiil ordinaire	95,1	132,1	39%	97,7	135,6	39%	155,7	163,4	5%
Gasoiil S.S. ⁽⁷⁾	26,3	31,2	19%	27,0	32,1	19%	43,4	39,9	-8%
Jet ⁽⁶⁾	18,4	15,0	-19%	19,1	15,5	-19%	32,5	21,8	-33%
Essence Sans Pb	58,4	29,9	-49%	61,1	31,3	-49%	102,0	41,7	-59%
Fuel oil (HTS)	0,0	19,4	-	0,0	18,9	-	0,0	17,5	-
White spirit	2,2	0,0	-100%	2,3	0,0	-100%	7,0	0,0	-100%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	46,7	67,9	45%	35,6	51,7	45%	12,9	24,1	86%
GAZ NATUREL				315,2	256,0	-19%	245,6	89,8	-63%
Redevance totale ⁽²⁾				56,7	85,5	51%	0,0	0,0	-
Achat ⁽⁵⁾				258,5	170,6	-34%	245,6	89,8	-63%

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

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

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour 2020

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

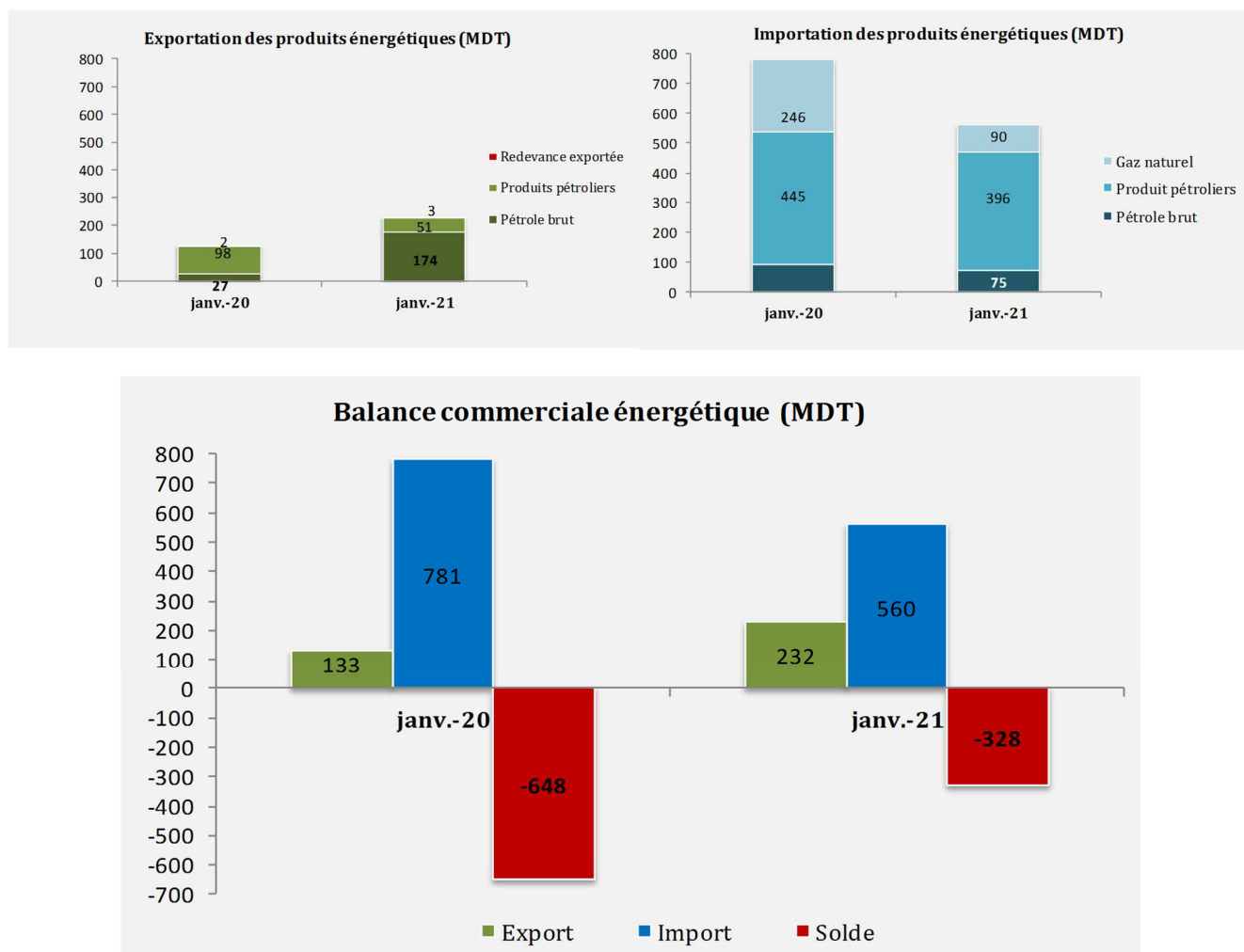
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du 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 hausse en valeur de **75%** accompagné par une baisse des importations en valeur aussi de **28%**. Le déficit de la balance

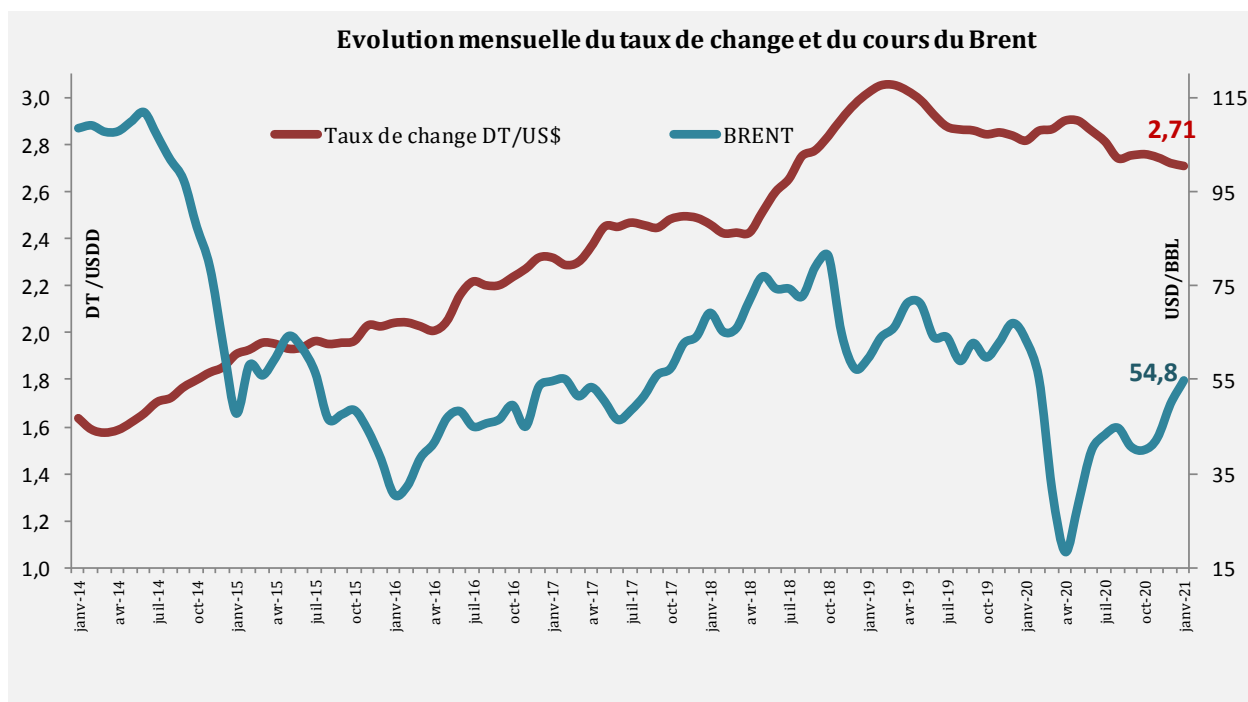
commerciale énergétique est passé de **648 MDT** durant **2020** à **328 MDT** en de **2021**, soit une diminution de **49%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



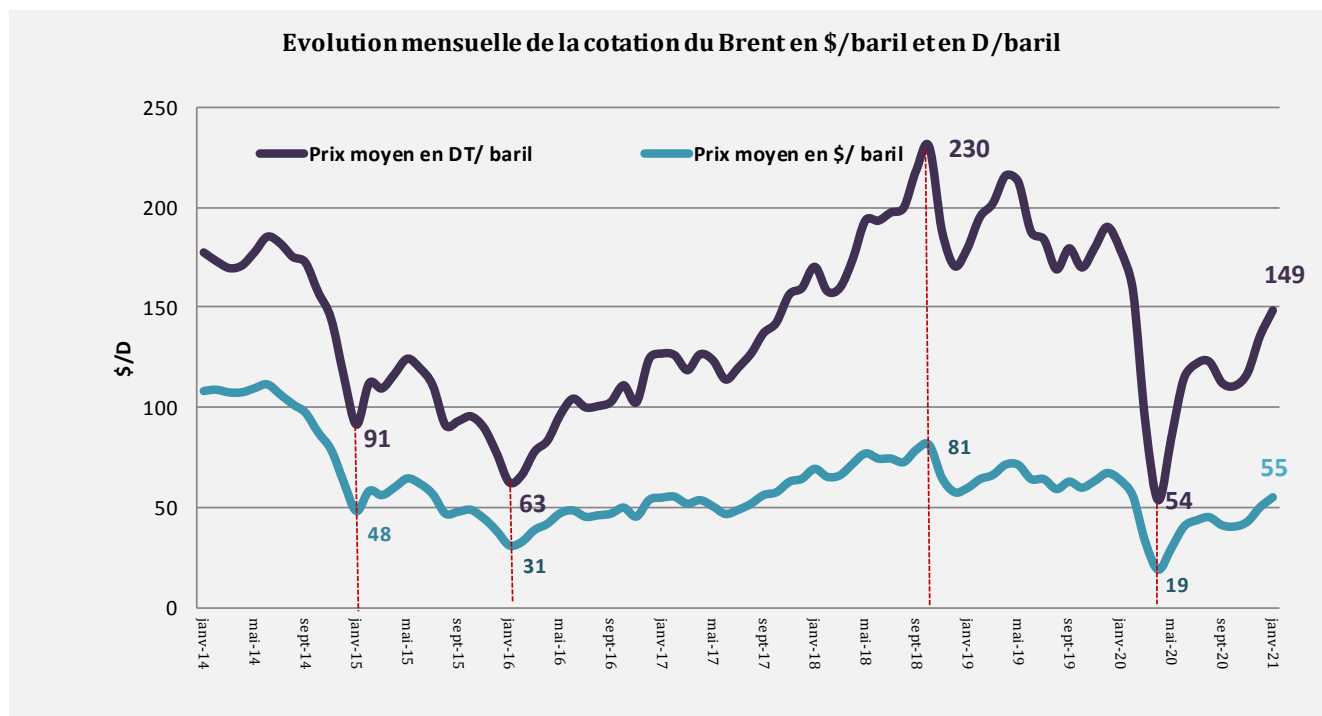
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités échangées, le taux de change \$/DT et les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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 **24% (+)** en janvier **2021** par rapport à janvier **2020**.

En effet, en janvier **2021**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **8.7 \$/bbl** : **54.8 \$/bbl** en janvier **2021** contre **63.51 \$/bbl** en janvier **2020** et ont enregistré, par contre, une hausse de **5 \$/bbl** par rapport à décembre **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.

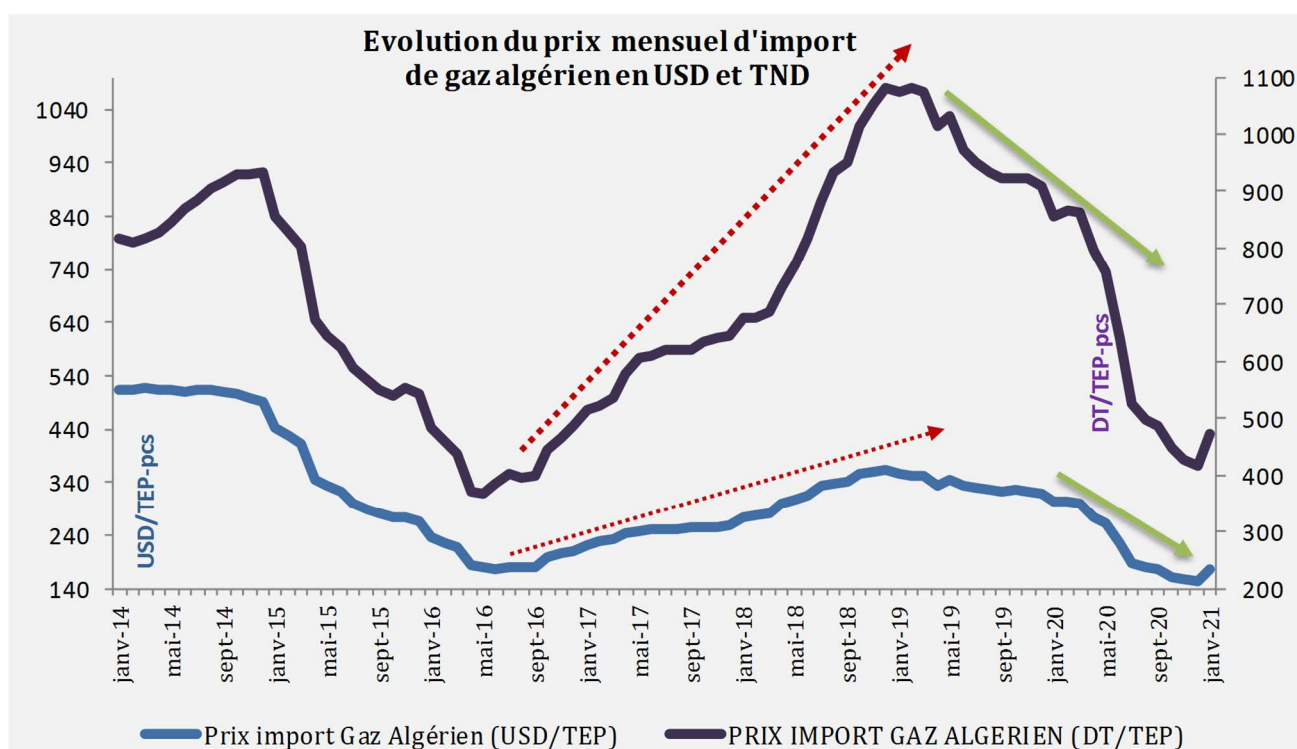


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+++) Entre janvier **2020** et janvier **2021**, les cours moyens du Brent ont enregistré une baisse de **14%** : **63.5 \$/bbl** contre **54.8 \$/bbl**.

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **4%** entre janvier **2020** et janvier **2021**, 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 **45%** en DT et de **42%** en \$ entre janvier **2020** et janvier **2021**.



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

(++) Les importations des produits pétroliers ont diminué par rapport à la même période de **11%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées. Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **135 kt** en janvier **2021** (dont **100%** brut étranger) contre **116 kt** en janvier **2020** (dont 58% brut étranger).

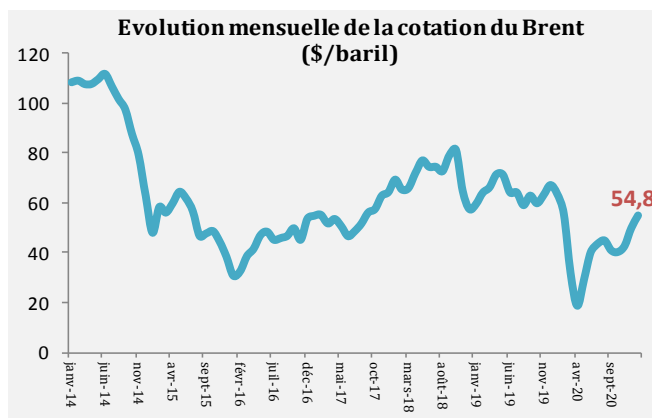
(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **34%** en quantité grâce, notamment, à la hausse de la production nationale et la redevance sur le transit du gaz algérien.

(---) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **30%**.

3 Prix de l'énergie

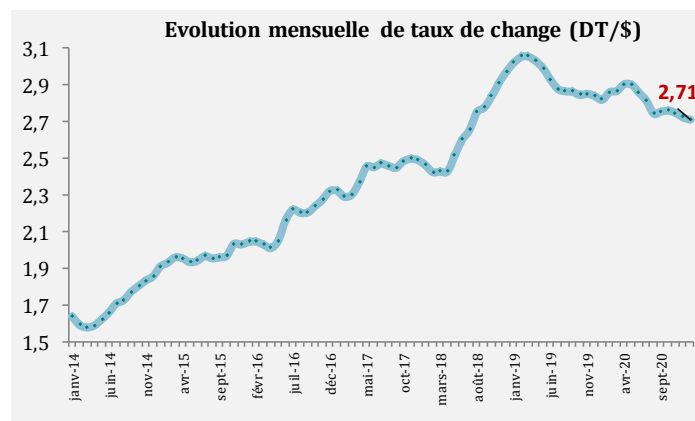
1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)				
	2019	2020	2021	21/20
Jan	59,5	63,5	54,8	-14%
Fév	64,0	55,4		
Mars	66,1	31,8		
Avril	71,3	18,6		
Mai	71,1	28,98		
Juin	64,1	40,07		
Juillet	64,0	43,4		
Aout	59,0	44,8		
Septembre	62,8	40,8		
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
Décembre	67,02	49,9		
Prix annuel moyen	64,3	41,7		-35%



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)				
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Jan	3,02	2,82	2,71	-4%
Fév	3,05	2,86		
Mars	3,05	2,87		
Avril	3,03	2,90		
Mai	2,99	2,90		
Juin	2,93	2,86		
Juillet	2,88	2,81		
Aout	2,87	2,74		
Septembre	2,86	2,75		
Octobre	2,84	2,76		
Novembre	2,85	2,75		
Décembre	2,84	2,72		
Taux annuel moyen	2,93	2,81		-4%



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

Pétrole Brut (1)

Janvier 2021

	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	161,2	59,2
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	147,5	54,4

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Janvier 2021					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁵⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1074	1004	719	192	1915
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1044	1027	286	157	1470
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1076	1005	487	158	1650
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	904	637	111	32	780
GPL	Millimes/ kg	1627	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	21,15	2,782	0,970	3,948	7,7

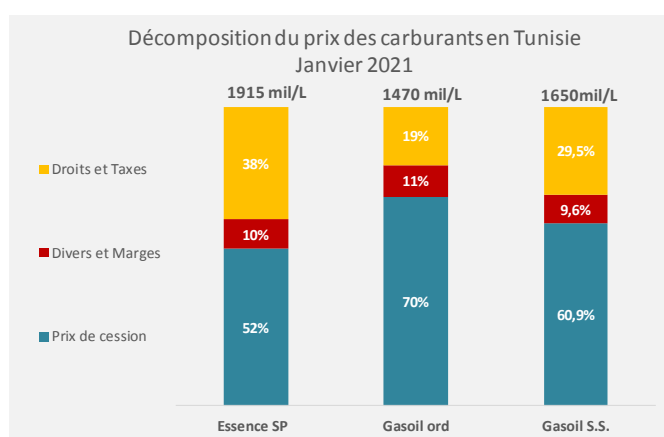
(1) Prix moyen pondéré

(4) prix de vente nominale: Prix de vente simulé hors subvention

(5) Prix de vente en vigueur aux publics à partir du 09/11/2020

(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



5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		2020	Janvier 2021
Prix d'importation Gaz Algérien		626	474
Prix de vente Moyen	HP	575,5	672,3
	MP	480,1	613,4
	BP	407,7	472,5
	Prix de vente Global (hors taxe)	508,0	600,2
Côut de revient moyen		864,9	1018,9
Resultat unitaire ⁽²⁾		-356,9	-418,7

(1) Valeurs provisoires

(2) Différentiel entre le cout de revient et le prix de vente qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		Année 2018	Année 2019
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⁾		213,3	268,6

(1) Valeurs provisoires

(2) Différentiel entre le prix de vente et le cout de revient et qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire

II. Hydrocarbures

1 Production des hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS				
Unité : kt et ktep				
Champ	Réalisé 2020	Janvier 2020	Janvier 2021	Var (%)
El borma	183	19,9	20,0	0,5%
Ashtart	209	15,1	18,4	22%
Hasdrubal	131	13,2	10,5	-20%
Adam	87	9,8	10,7	9%
M.L.D	75	8,3	7,8	-6%
El Hajeb/Guebiba	99	8,2	11,6	41%
Cherouq	61	7,9	6,7	-15%
Miskar	70	6,4	6,0	-6,5%
Cercina	72	6,8	6,2	-10%
Barka	90	1,9	9,6	408%
Franig/Bag/Tarfa	58	4,5	4,3	-4%
Ouedzar	46	4,5	4,7	3%
Gherib	47	4,3	1,7	-62%
Nawara	28	0	8,1	-
Halk el Manzel	0	0	18,2	-
Autres	264	29	22	-23%
TOTAL pétrole (kt)	1 520	139	167	19%
TOTAL pétrole (ktep)	1 556	143	170	19%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 540	141	168	19%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 577	144	172	19%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	136	11,7	14,1	20%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	13	15	20%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 676	152	182	19%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 726	157	187	19%

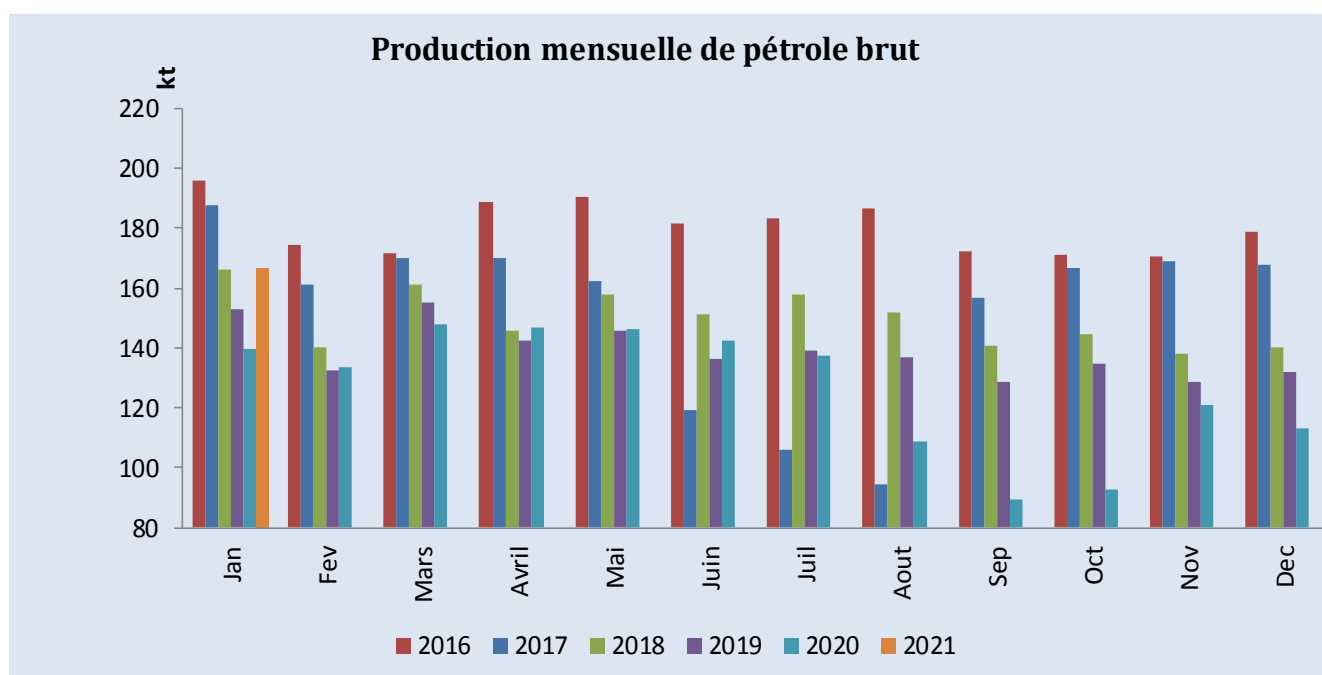
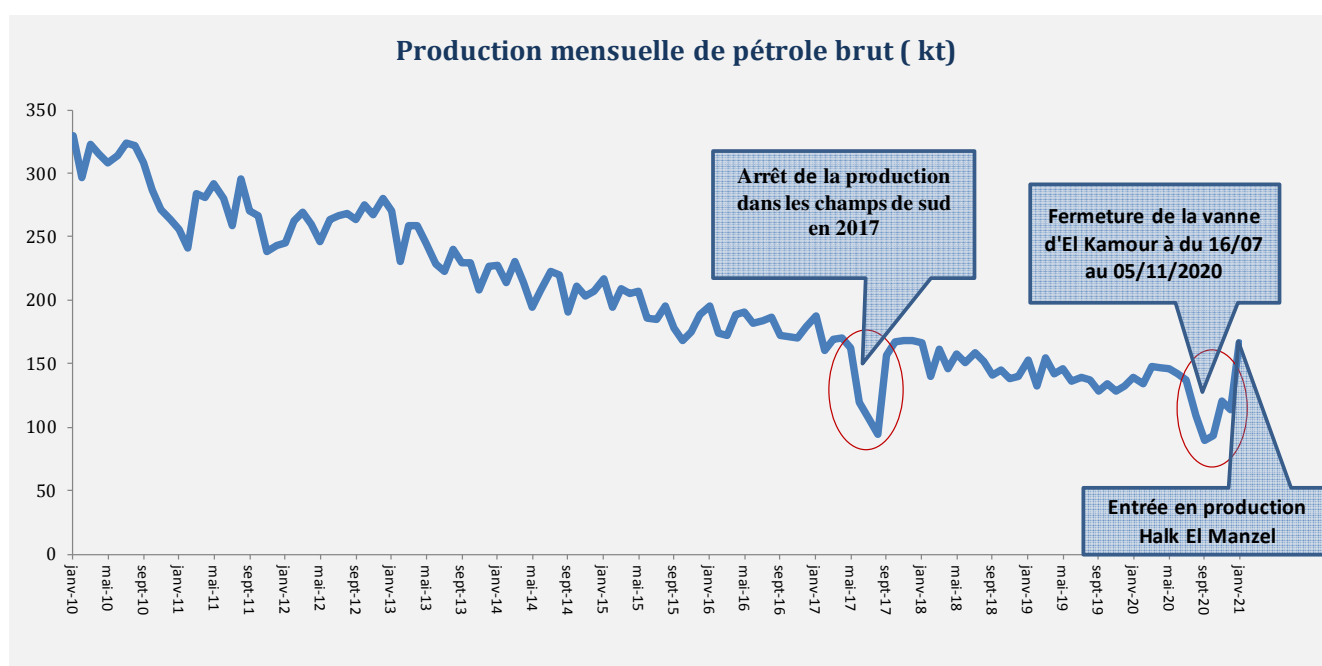
La production nationale de pétrole brut s'est située à **167 kt** en janvier **2021** enregistrant ainsi une hausse de **19%** par rapport à janvier **2020**. L'apport de Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en janvier 2021 et de Nawara a compensé la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Hasdrubal (-20%), Gherib (-62%), Cherouq (-15%) et Cercina (-10%). D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir El Hajeb/Guebiba (+41%), Barka (+408%), Ashtart (+22%) et Adam (+9%).

Il convient de noter :

- **Concession Halk El Menzel** : Mise en production le 07-01-2021
- **Concession Djbel Grouz** : Fin des activités de maintenance et reprise de la production le 31-01-2021.
- **Concessions Douleb/Semama/Tamesmida**: Arrêt total de la production suite à l'invasion du site de la production par des manifestants à partir du 11/12/2020

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.1** mille barils/j en janvier **2020** à **41.4** mille barils/j en janvier **2021**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2021**.



II-1-2 Ressources en gaz naturel

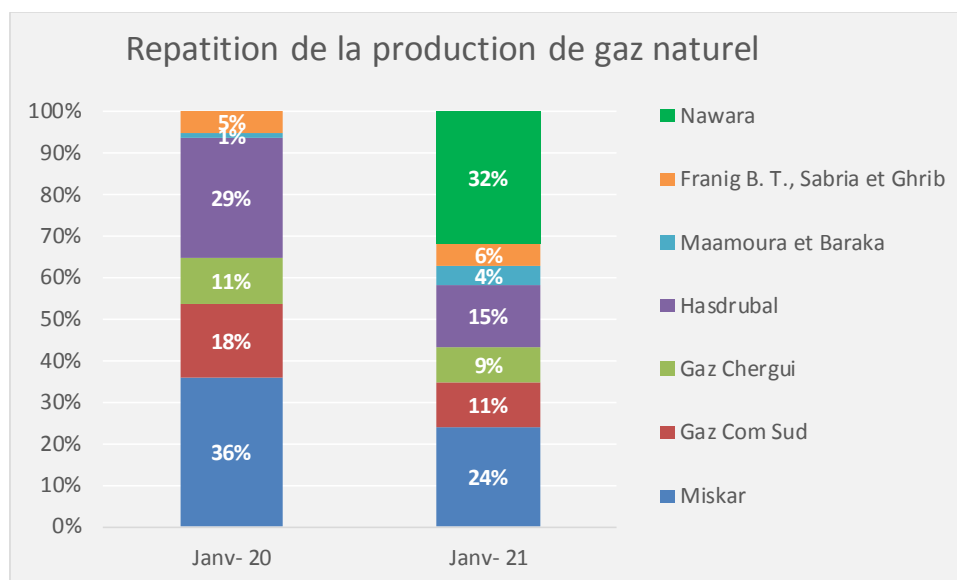
RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2020	2010 (a)	Janvier 2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	352	187	270	44%	-2%
Production nationale	1 646	226	130	184	41%	-2%
Miskar	522	128	47	44	-6%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	250	29	23	20	-14%	-3%
Gaz Chergui	164	20	14	16	10%	-2%
Hasdrubal	353	25	38	28	-27%	1%
Maamoura et Baraka	51	0	2	8	433%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	121	25	7	10	51%	-8%
Nawara ⁽⁴⁾	185	0	0	59	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	530	126	57	85	51%	-3%
Achats	2 793	59	259	171	-34%	10%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	391	208	300	44%	-2%
Production nationale	1 829	251	145	205	41%	-2%
Miskar	580	142	52	49	-6%	-9%
Gaz Com Sud ⁽¹⁾⁽³⁾	278	32	26	22	-14%	-3%
Gaz Chergui	183	22	16	17	10%	-2%
Hasdrubal	392	28	42	31	-27%	1%
Maamoura et Baraka	56	0	2	9	433%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib ⁽²⁾	135	27	8	11	51%	-8%
Nawara ⁽⁴⁾	206	0	0	65	-	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	589	140	63	95	51%	-3%
Achats	3 104	66	287	190	-34%	10%

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **270 ktep**, en janvier **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **44%** par rapport à la même période de l'année précédente grâce à l'apport du champs Nawara qui a pu compenser la baisse de la production dans les autres champs et l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien de **51%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **41%**.

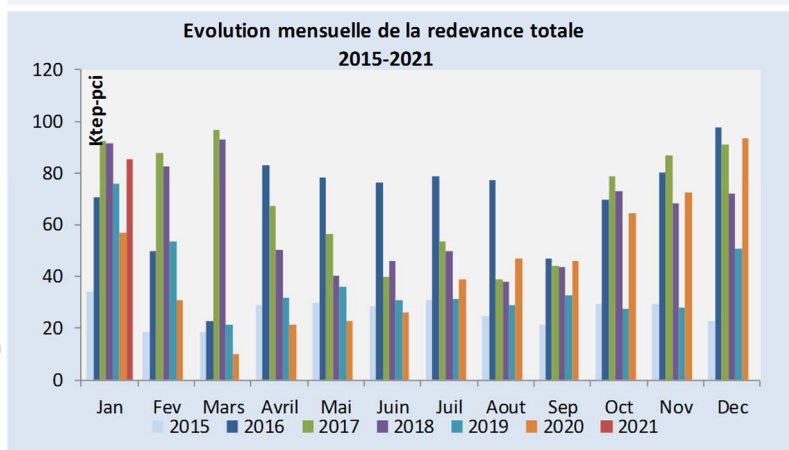
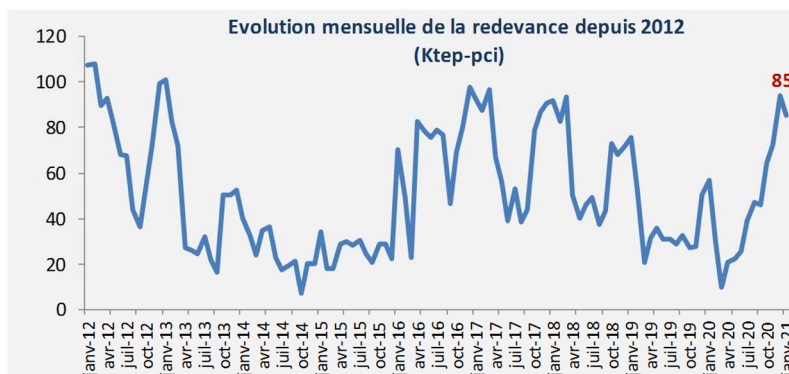
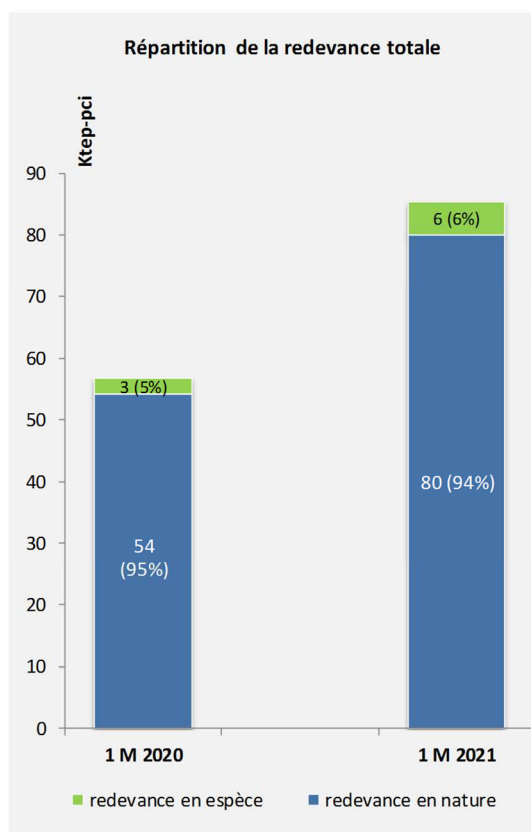
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à 2,1 MM m³/j en moyenne en janvier 2021.

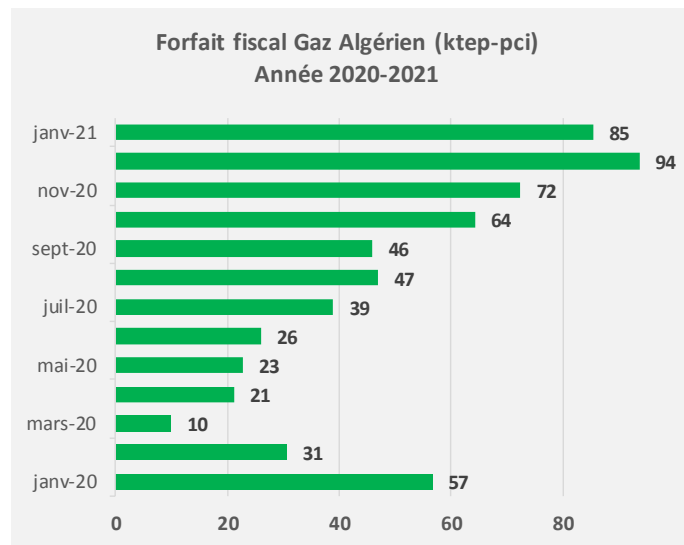
La production de Nawara a représenté **32%** de la production nationale du gaz commercial sec en janvier 2021, elle a couvert **14%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **26%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **14%**.



- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **27%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **14%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**51%**) en janvier **2021** par rapport à janvier **2020**. 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 (**94%**).



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 en janvier **2021**.

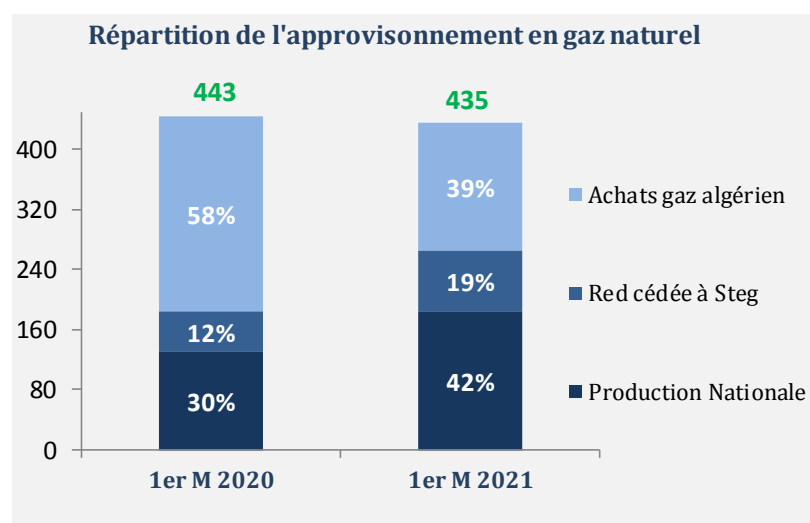


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont baissé de **34%**, entre janvier **2020** et janvier **2021**, pour se situer à **171 ktep** et ceci à cause de la hausse de la production nationale ainsi que la redevance du passage du gaz algérien ainsi que la baisse de la demande.

L'approvisionnement national en gaz naturel a baissé de **2%** entre **2020** et **2021** pour se situer à **435 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 **42%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **12%** à **19%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **58%** à **39%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	Janvier 2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	Remarques
				<i>en ktep</i>
GPL	1	2	50%	
Essence Sans Pb	0	8	-	
Petrole Lampant	6	9	68%	
Gasoil ordinaire	41	50	22%	
Fuel oil BTS	41	43	6%	
Virgin Naphta	27	18	-33%	
White Spirit	0	1	-	
Total production STIR	116,3	133	14%	
Taux couverture STIR (3)	29%	35%	19%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	12%	19%	54%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	31	31	0%	
Jours de fonctionnement du Platforming	0	21	-	Unité de production des essences en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021

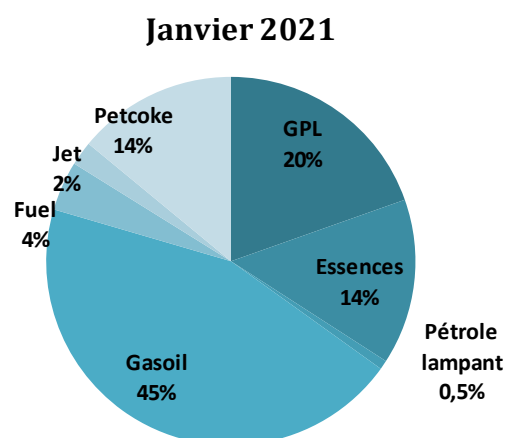
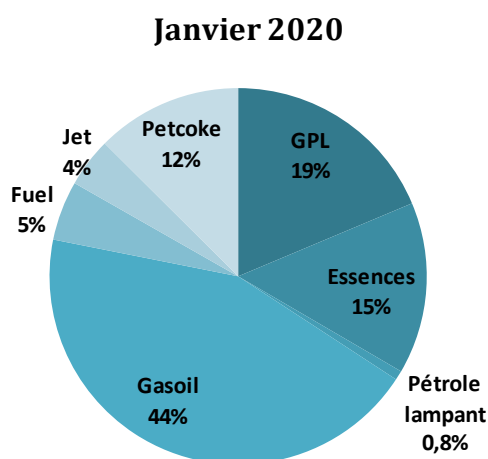
2 Consommation d'hydrocarbures

II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	2010 (a)	Janvier 2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	659	51,8	74	70	-6%	3%
Essences	742	36,5	59	52	-11%	3%
Essence Super	0	0,1	0	0	-	-
Essence Sans Pb	729	36,4	57	51	-11%	3%
Essence premium	13	0,0	1	1	-46%	-
Pétrole lampant	17,8	8,3	3	3	-11%	-9%
Gasoil	1933	148,5	175	160	-9%	1%
Gasoil ordinaire	1598	141,2	144	132	-9%	-1%
Gasoil SS	330	7,3	30	28	-8%	13%
Gasoil premium	6	0,0	1	0	-38%	-
Fuel	213	23,6	20	16	-21,3%	-4%
STEG & STIR	26	2,2	3	3	19%	3%
Hors (STEG & STIR)	187	21,4	17	13	-27%	-5%
Fuel gaz(STIR)	7	1,0	0	1	-	-5%
Jet	106	11,8	17	8	-55%	-4%
Coke de pétrole	516	25,3	50	50	1%	6%
Total	4195	307	398	359	-10%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4161	304	395	355	-10%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre janvier **2020** et janvier **2021**, une baisse de **10%** pour se situer à **359** ktep. Cette baisse est due principalement aux mesures prises par le gouvernement pour limiter la propagation de la 2^{ème} vague de la pandémie du COVID-19. Ainsi nous avons noté une baisse de la demande des essences de **11%**, du gasoil de **9%** et du jet de **55%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre janvier **2020** et janvier **2021** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **4%** à **2%**.

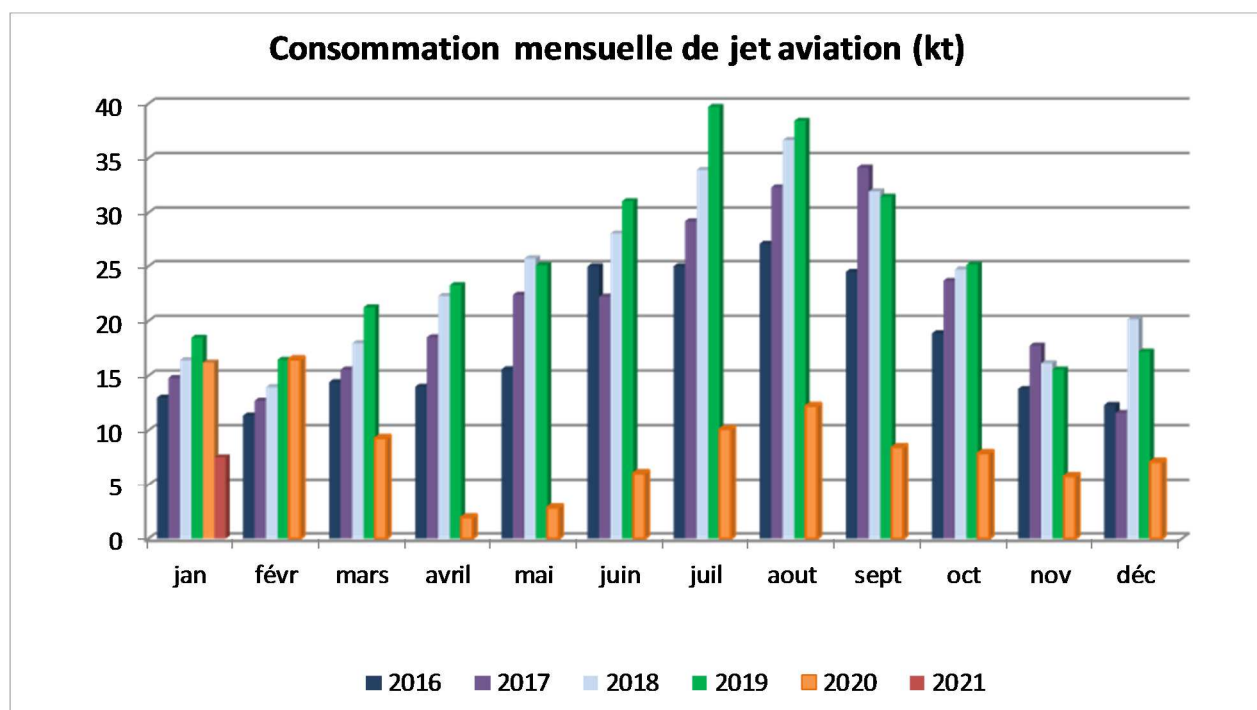


La consommation de carburants routiers a diminué, en janvier **2021**, de **9%** par rapport à janvier 2020. Elle représente **59%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **6%** entre janvier **2021** et janvier **2020**.

La consommation de coke de pétrole a légèrement augmenté de **1%** entre janvier **2021** et janvier **2020** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une diminution importante de **55%** durant le mois de janvier **2021** par rapport à la même période de l'année précédente à cause du ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



II-2-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	2010 (a)	Janvier 2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 849	369	440	432	-2%	1%
Production d'électricité	3 681	253	301	286	-5%	1%
Hors prod élec	1 169	117	139	147	5%	2,1%
Haute pression	232	34	24	24	-2%	-3%
Moy&Basse pression	937	83	115	123	7%	4%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 388	410	488	480	-2%	2%
Production d'électricité	4 090	281	334	318	-5%	1%
Hors prod élec	1 298	130	155	163	5%	2,1%
Haute pression	257	37	27	26	-2%	-3%
Moy&Basse pression	1 041	92	128	137	7%	4%

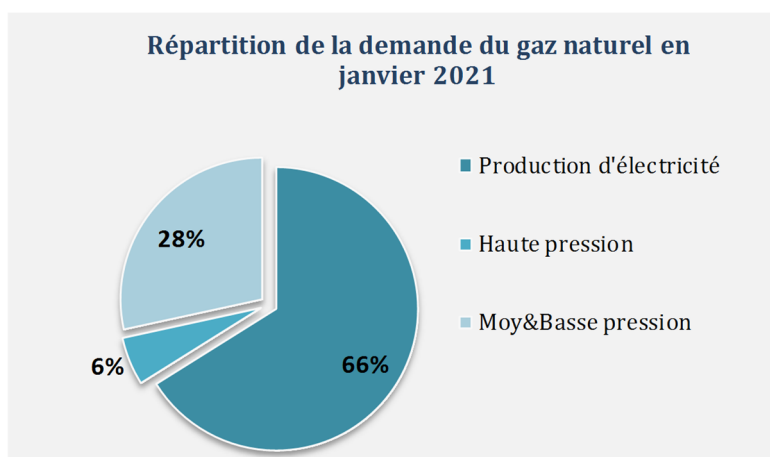
La demande totale de gaz naturel a enregistré une légère diminution de **2%** entre janvier **2020** et janvier **2021** pour se situer à **432 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **5%**, celle pour la consommation finale a augmenté, par contre, de **5%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**66%** de la demande totale en janvier **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **96%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une augmentation de **5%** pour se situer à **147 ktep**. La

demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **7%** et celle des clients haute pression a diminué de **2%**.

Cette diminution au niveau des clients HP est dûe essentiellement au ralentissement des activités économiques.

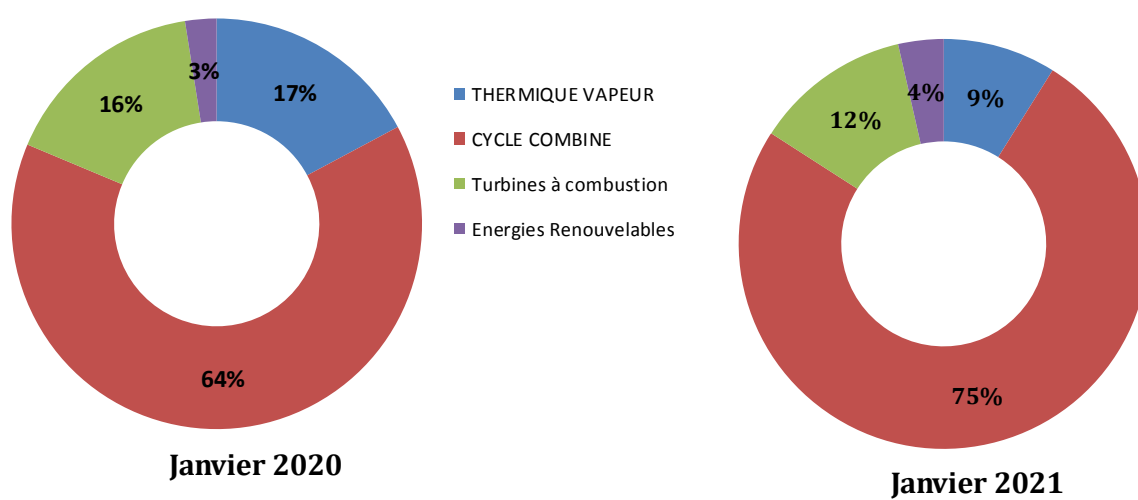


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **5%** entre janvier **2020** et janvier **2021** pour se situer à **205 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une quasi stabilité, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **5%**.

En effet, nous avons noté une augmentation à **75%** de la part des cycles combinés dans la production électrique en janvier **2021** contre 64% en janvier **2020**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Janvier	
		2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0
Nb total des permis	24	25	24
Nb de forages explo.	1	0	0
Nb forages dévelop.	4	0	0
Nb de découvertes	3	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin janvier **2021**, 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 **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 en janvier 2021

- Pas de nouvelle opération d'acquisition en janvier **2021**.

Forage d'exploration en janvier 2021

- Pas de nouvelle opération de forage des puits d'exploration en **2021**.

Développement

Forage de développement en 2021 :

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en **2021**.

Poursuite de forage de trois puits de développement entamé en 2018 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	HEM 07H	Halk El Manzel	16/06/2018	1055	Fin des opérations de forage. Mise en production le 07/01/2021.
02	HEM 06H	Halk El Manzel	23/06/2018	1431	Forage en cours.
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	997	-----

- 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 janvier **2021**.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

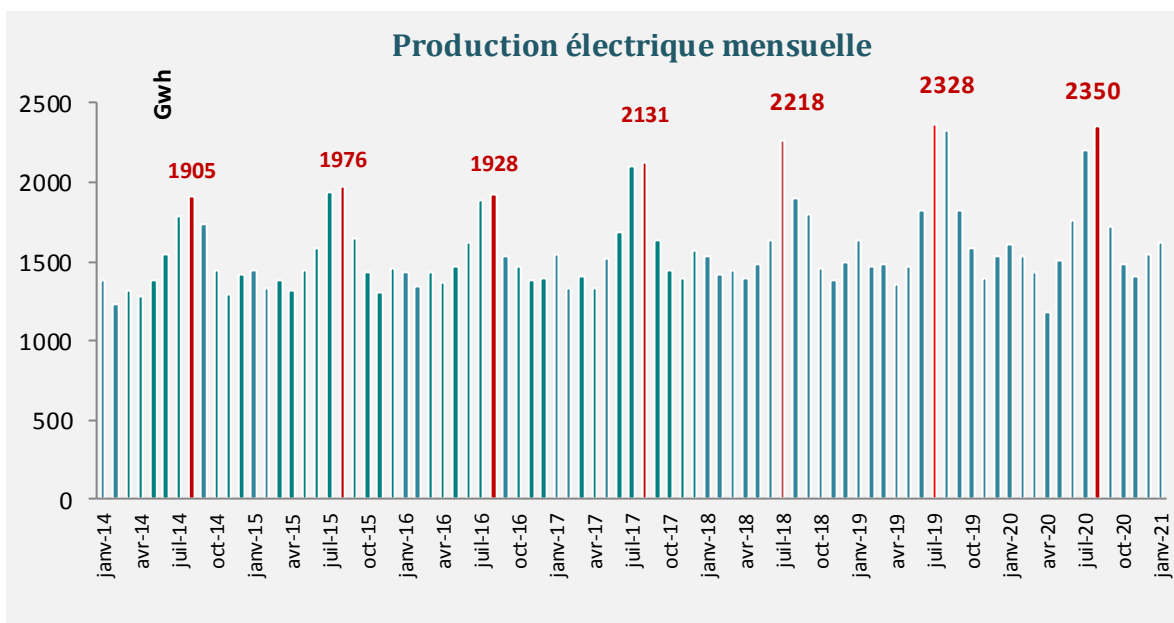
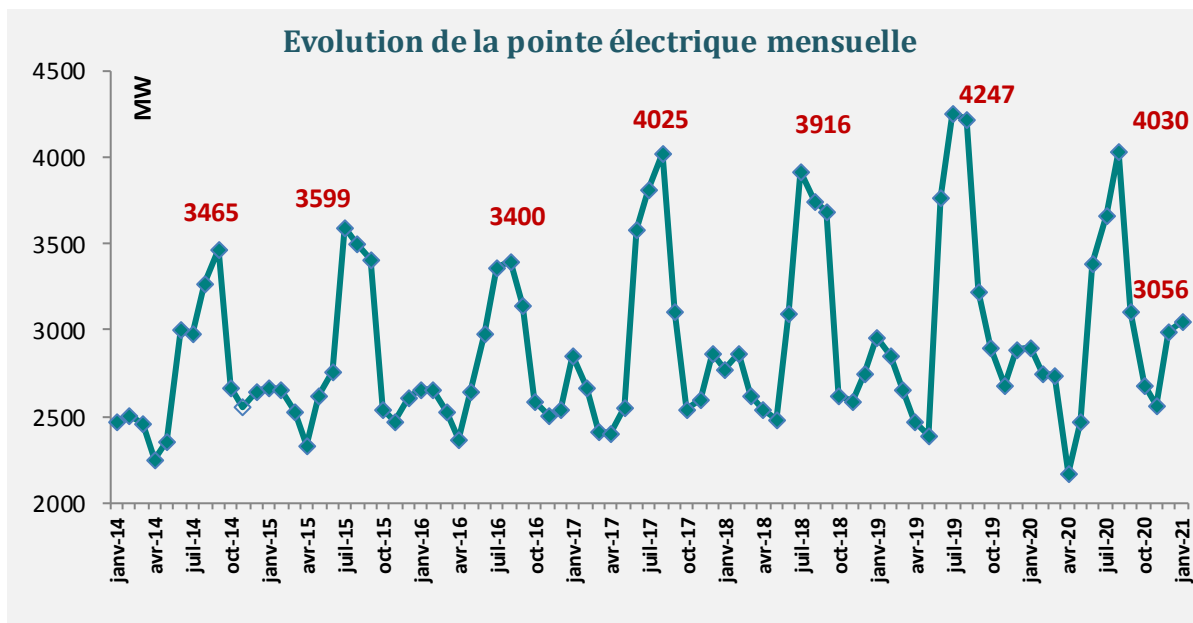
	Réalisé 2020	Janvier				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	16163	934	1 298	1321	2%	3%
FUEL + GASOIL	20	1	0,046	0,004	-91%	-41%
GAZ NATUREL	15631	915	1259	1263	0,4%	3%
HYDRAULIQUE	46	3	2	1	-68%	-14%
EOLIENNE	465	15,0	38	57	51%	13%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,01	0,0	-100%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	219	294	289	-2%	3%
ACHAT TIERS	131	7	16,8	16,5	-2%	8%
PRODUCTION NATIONALE	19709	1 160	1 609	1 626	1%	3%
Production pour marché local	19110	1 160	1 591	1 610	1%	3%

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

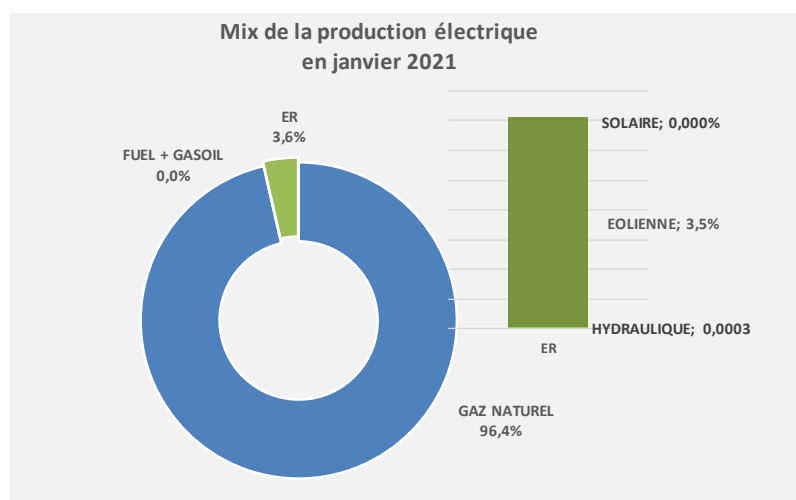
La production totale d'électricité a enregistré, en janvier **2021**, une augmentation de **1%** pour se situer à **1 626 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **1 609 GWh** en janvier **2020**. De même, la production destinée au marché local a augmenté de **1%**.

La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **3056 MW** en janvier **2021** contre **2902 MW** en janvier **2020**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle d'électricité et de la pointe électrique à partir du mois de janvier **2014**.



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **81%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une quasi stabilité. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **3.6%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en janvier 2021.



Ventes D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	2010 (a)	Janvier 2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
VENTES**						
Haute tension	1174	103	104	113	9%	1%
Moyenne tension	6352	437	528	481	-9%	0,9%
Basse tension	7792	450	658	609	-7%	3%
TOTAL VENTES **	15318	990	1 290	1 203	-6,8%	2%

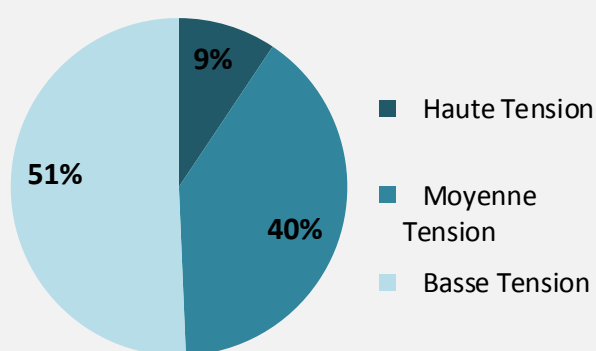
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **7%** entre janvier **2021** et janvier **2020**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **9%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré par contre une diminution de **9%**.

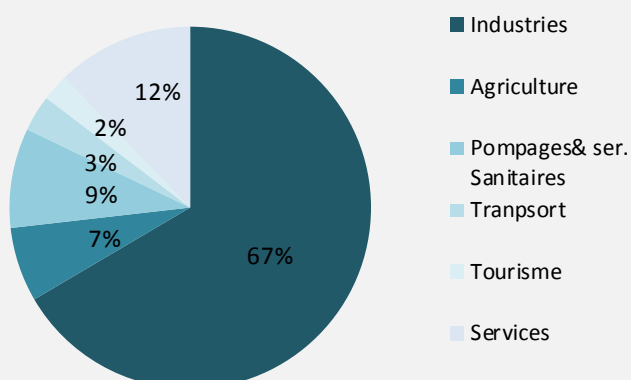
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation

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 en janvier 2021



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en janvier 2021



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **67%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en janvier **2021**.

2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en janvier 2021

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 25 mars 2021(report). 10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	81 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 : 97%. Mise en production prévue en mars 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 82%. Mise en production prévue en juin 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.