

REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des Mines

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, novembre 2021





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

I- Bilan et Economie d'Énergie

1- Bilan d'énergie primaire

2- Echanges Commerciaux

3- Prix de l'Énergie

II- Hydrocarbures

1- Production d'hydrocarbures

2- Consommation d'hydrocarbures

3- Exploration et Développement

III- Électricité et Énergies Renouvelables

1- Électricité

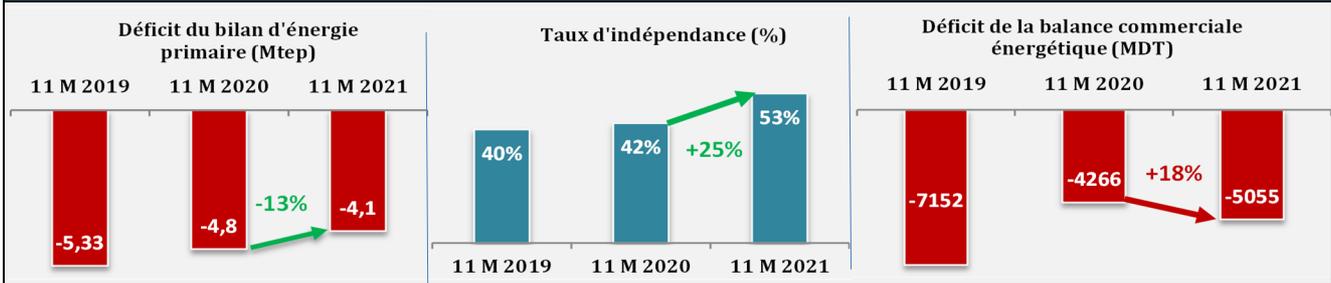
2- Énergies Renouvelables



Date de la publication : 12/01/2022

Faits marquants des onze premiers mois de 2021

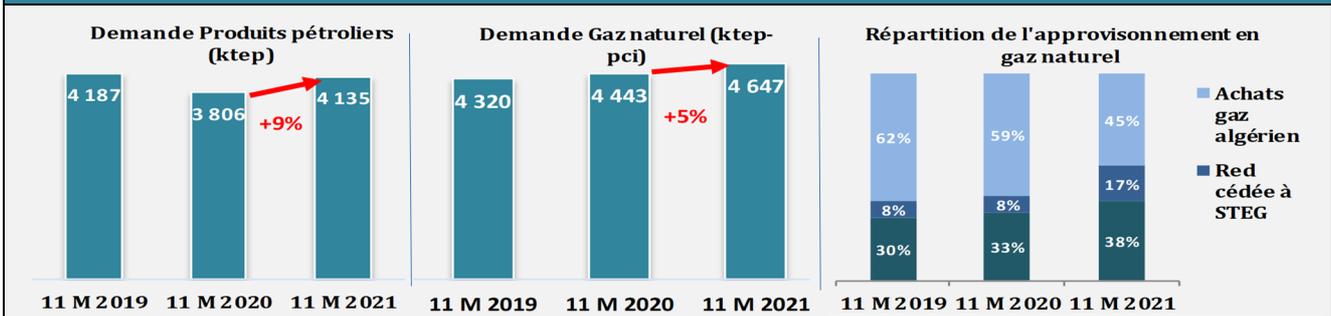
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



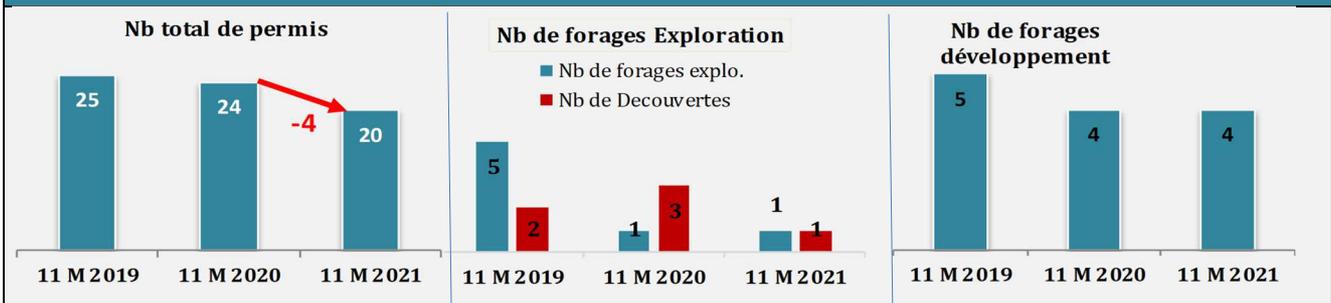
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



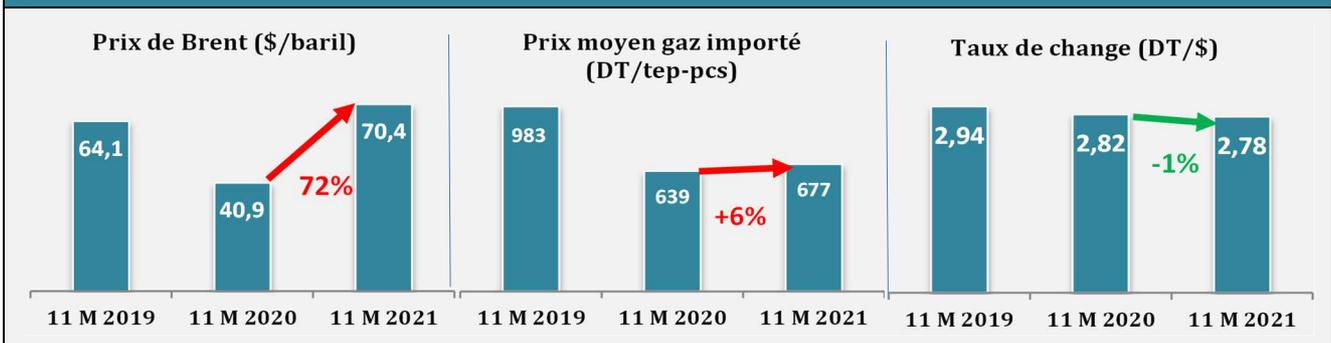
Demande en hydrocarbures



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	A fin novembre				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3956	7294	3522	4673	33%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	3516	1441	1812	26%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	176,9	135	150	12%	-1%
Gaz naturel	2176	3586	1906	2674	40%	-3%
<i>Production</i>	1646	2525	1470	1784	21%	-3%
<i>Redevance</i>	530	1061	436	890	104%	-2%
Elec primaire	44	15	40	37	-9%	9%
DEMANDE	9113	7604	8288	8819	6%	1%
Produits pétroliers	4227	3600	3806	4135	9%	1%
Gaz naturel	4842	3989	4443	4647	5%	1%
Elec primaire	44	15	40	37	-9%	9%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5156	-310	-4766	-4146		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5686	-1371	-5202	-5036		

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

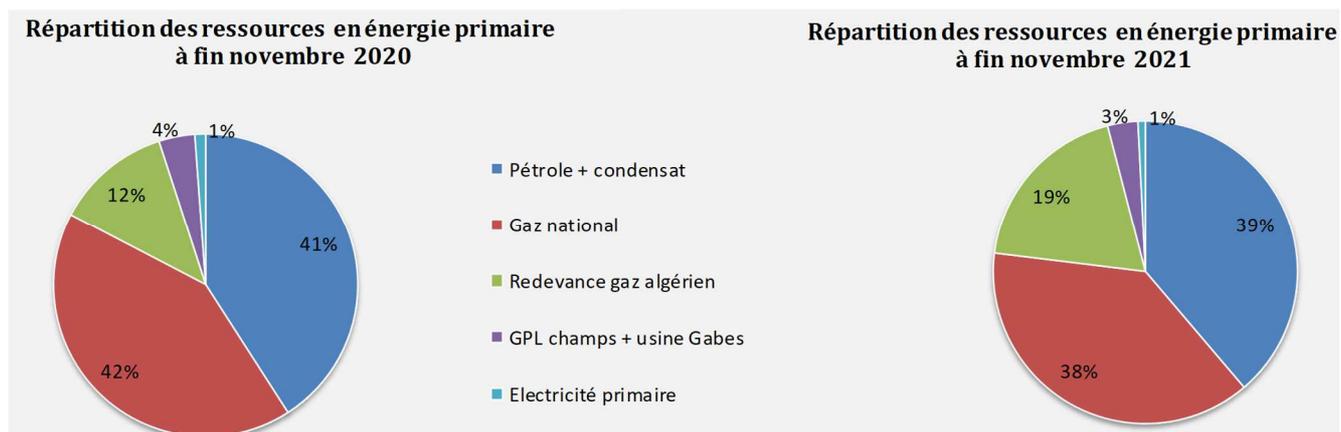
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources en énergie primaire se sont situées à **4.7 Mtep** à fin novembre **2021**, enregistrant une hausse par rapport à la même période de l'année précédente de **33%**. Cette hausse est due à l'augmentation de la production nationale du pétrole, du gaz et aussi de la redevance du passage

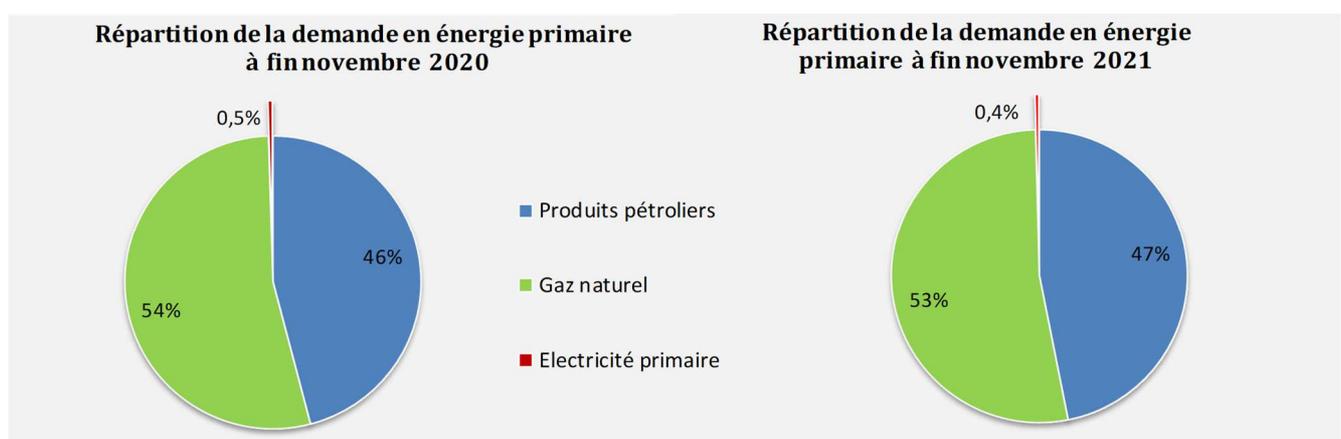
du gaz algérien qui a enregistré une hausse de **104%** durant les onze premiers mois de **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

Les ressources en 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 la redevance du gaz algérien a presque doublé en l'espace d'un an, sa part est passée de **12%** à **19%**. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.



La demande en énergie primaire a augmenté de **6%** entre les onze premiers mois de **2020** et les onze premiers mois de **2021** pour passer de **8.3 Mtep** à **8.8 Mtep** : la demande de gaz naturel a augmenté de **5%** et celle des produits pétroliers de **9%**. Rappelons que courant le mois mai **2020**, le pays a débuté la première phases de déconfinement progressif.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un légère changement : la part des produits pétroliers est passée de **46%** à fin novembre **2020** à **47%** à fin novembre **2021**, celle du gaz naturel a diminué de **54%** à fin novembre **2020** à **53%** durant la même période de **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2021**, **un déficit de 4.1 Mtep** contre un déficit enregistré à fin novembre **2020** de **4.8 Mtep**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **53%** courant les onze premiers mois de **2021** contre **42%** courant les onze premiers mois de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **43%** contre **37%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **13%** à fin novembre **2021** par rapport à fin novembre **2020**, cette baisse est dûe à l'amélioration des ressources d'énergie primaire.



Echanges commerciaux (1)

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin novembre			A fin novembre			A fin novembre		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				1703	2172	27%	1357	3014	122%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	1011	1306	29%	1033,3	1337	29%	787	1841	134%
ETAP	654	661	1%	668	675	1%	522	948	82%
PARTENAIRES	357	646	81%	365	662	81%	265	893	236%
GPL Champs	36	47	29%	40	52	29%	30	79	165%
ETAP	21	26	26%	23	29	26%	16,4	44	167%
PARTENAIRES	16	21	34%	17	23	34%	13,3	35	161%
PRODUITS PETROLIERS	541	671	24%	544	674	24%	491	1014	107%
Fuel oil (BTS)	350	442	26%	343	433	26%	321	605	88%
Virgin naphta	191	228	19%	202	241	19%	170	409	141%
REDEVANCE GAZ EXPORTE⁽⁸⁾				86	109	28%	49	80	62%
IMPORTATIONS				6890	7372	7%	5624	8069	43%
PETROLE BRUT⁽³⁾	682	1128	65%	697	1153	65%	689	1805	162%
PRODUITS PETROLIERS	3155	3304	5%	3128	3236	3%	3068	4689	53%
GPL	422	431	2%	467	476	2%	489	786	61%
Gasoil ordinaire	985	950	-4%	1012	976	-4%	1125	1514	35%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	324	344	6%	333	353	6%	359	594	66%
Jet ⁽⁶⁾	91	119	31%	95	124	31%	115	207	80%
Essence Sans Pb	607	558	-8%	634	583	-8%	719	1079	50%
Fuel oil (HTS)	159	168	5%	156	164	5%	105	184	76%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	566	735	30%	431	560	30%	157	325	107%
GAZ NATUREL				3065	2984	-3%	1867	1575	-16%
Redevance totale ⁽²⁾				436	890	104%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2629	2093	-20%	1867	1575	-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 2021

(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)

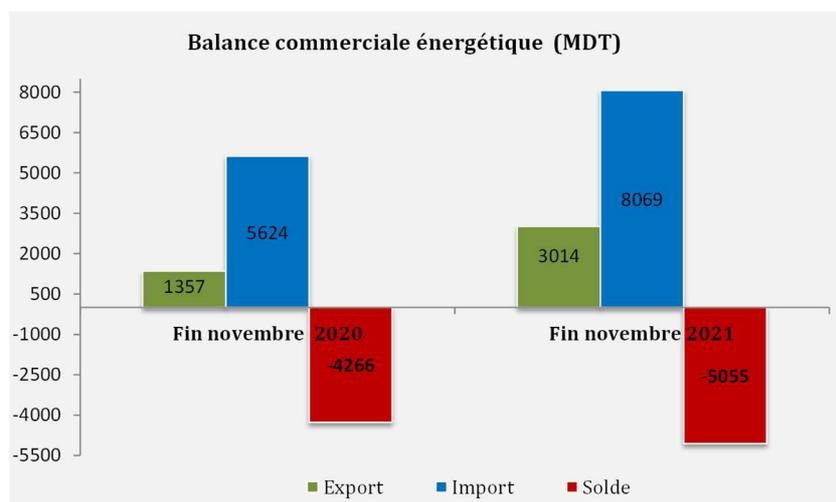
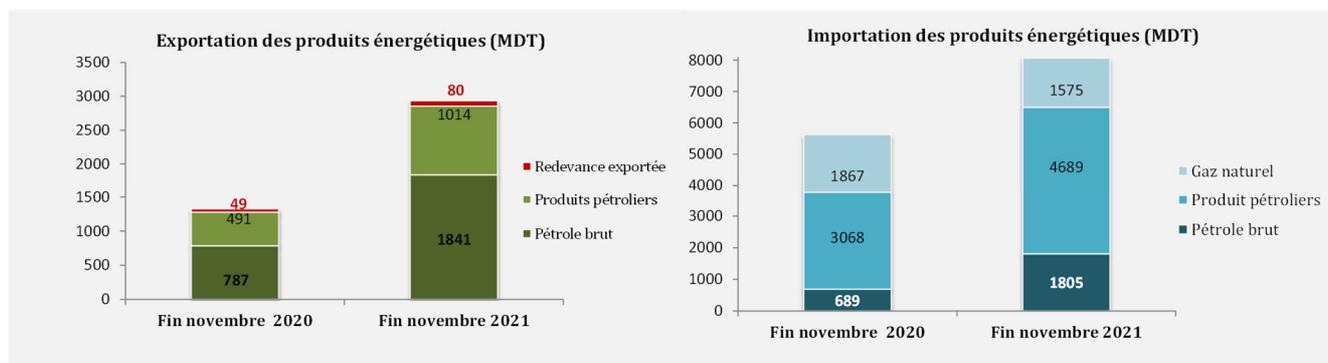
(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

(8) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien du mois de juin au mois de septembre 2021 totalisant une quantité de 72 million de Cm3 et qui est en cours de régularisation par déduction de la redevance reexportée

(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 **122%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **43%**. Le déficit de la balance

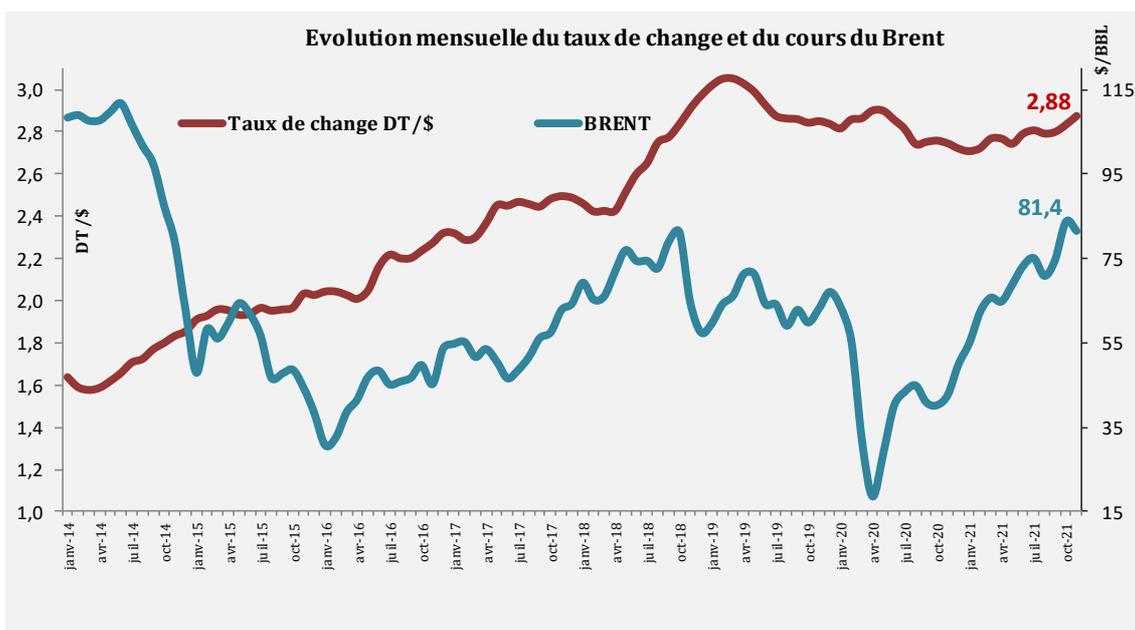
commerciale énergétique est passé de **4266 MDT** durant les onze premiers mois de **2020** à **5055 MDT** durant les onze premiers mois de **2021**, soit une hausse de **18%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée). A signaler que le déficit de la balance commerciale a enregistré cette augmentation pour la première fois depuis le début de l'année courant le mois de septembre.



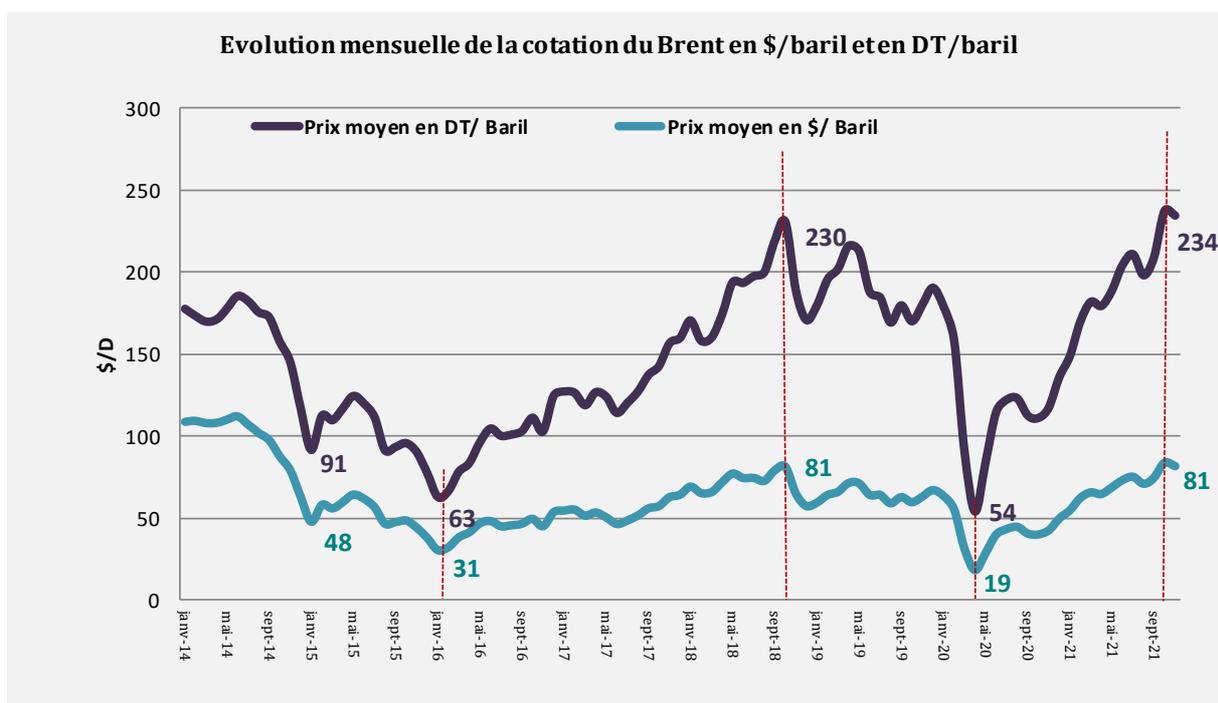
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a augmenté (---) et le déficit quantitatif de la balance commerciale (hors redevance) s'est amélioré de **9% (+)** à fin novembre **2021** par rapport à fin novembre **2020**.

En effet, au cours des onze premiers mois de **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de **29.5\$/bbl** : **70.4 \$/bbl** à fin novembre **2021** contre **40.9 \$/bbl** à fin novembre **2020**. La cotation mensuelle du mois de novembre s'est située à **81.4\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse de **38.8 \$/bbl** par rapport à novembre **2020** et une diminution de **2.2 \$/bbl** par rapport au mois d'octobre **2021**.



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



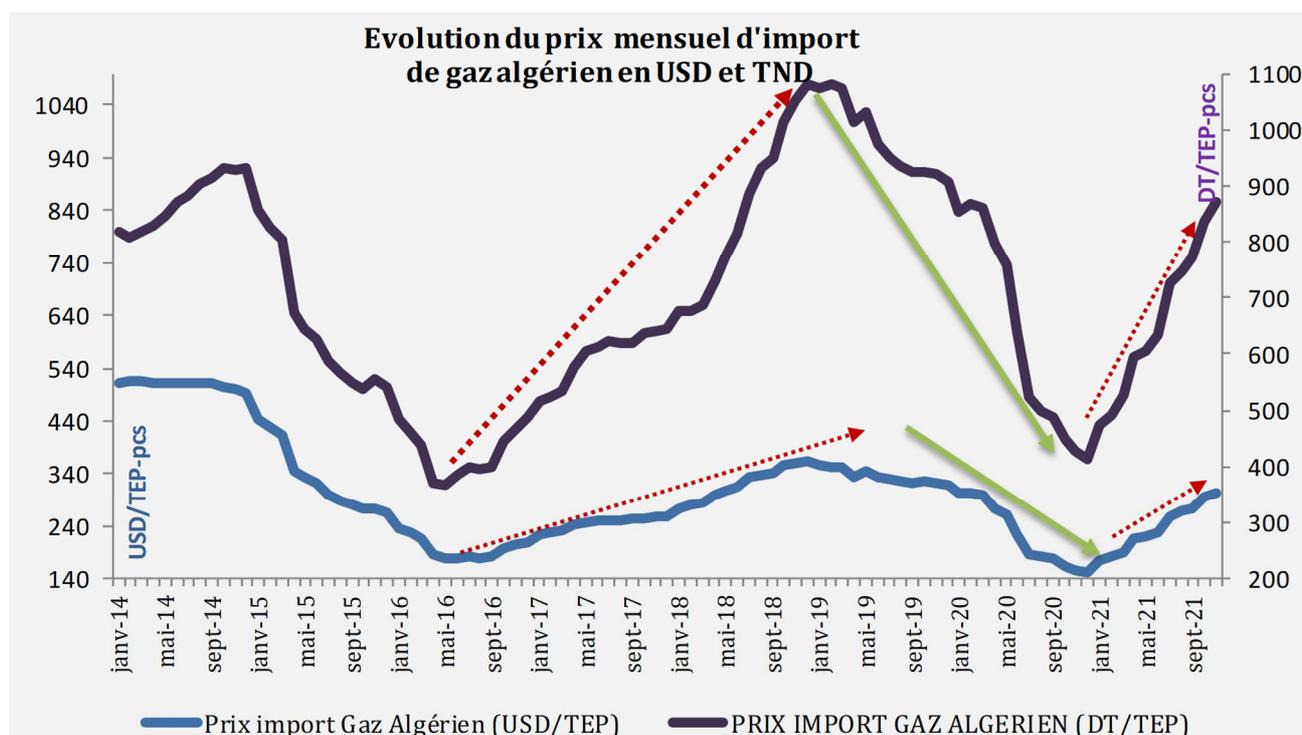
Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin novembre 2020 et fin novembre 2021, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de 72% : 40.9 \$/bbl contre 70.4 \$/bbl .

(+) Légère appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 1% entre fin novembre 2020 et fin novembre 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 (dans l'ensemble). A signaler que courant le mois novembre **2021**, le dinar tunisien a enregistré une dépréciation de **5%**.

(-) L'augmentation du prix moyen du gaz algérien de **6%** en DT et de **7%** en \$ entre fin novembre **2020** et fin novembre **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 produits : pétroles bruts , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois. A signaler que les prix du gaz sont repartis à la hausse à partir du mois de janvier **2021** après avoir touché leur plus bas niveau (en \$) en décembre **2020**, la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier **2021** en conservant jusqu'au mois de septembre une tendance baissière en moyenne. La moyenne a dépassé celle de l'année dernière pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**.

(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de **53%** en valeur.

(--) Les importations de pétrole brut ont augmenté par rapport à la même période de **65%** en quantité et **162%** en valeur.

(++) Hausse des quantités du pétrole brut exportées : en plus de l'augmentation de la production nationale, il y'a une baisse de la quantité vendu à la STIR. En effet, la STIR a raffiné **1472 kt** à fin novembre **2021** (dont **21%** brut local) contre **1075 kt** à fin novembre **2020** (dont **35%** brut local).

(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **20%** en quantité et **16%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

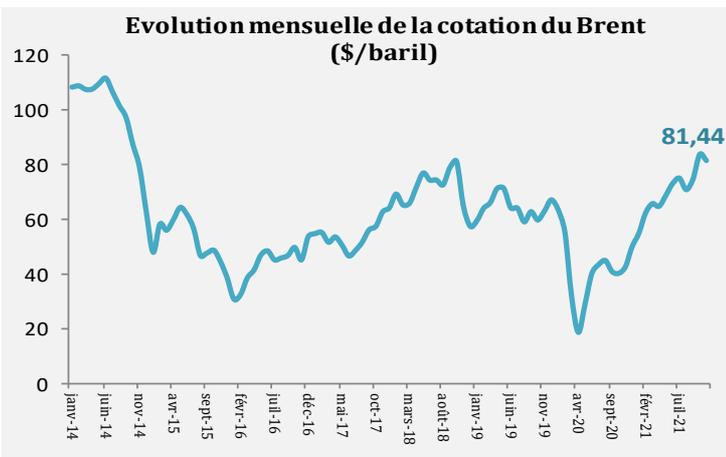
(++) Une hausse des exportations des produits pétroliers de **24%** en quantité et de **107%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

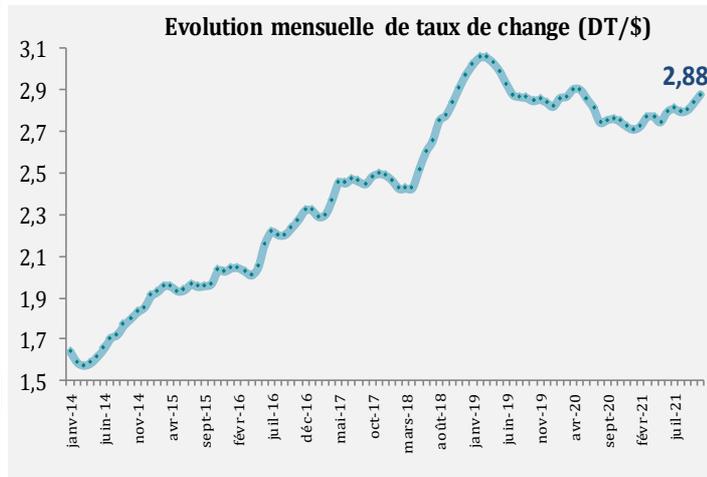
	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	59,5	63,5	54,8	-14%
Février	64,0	55,4	62,2	12%
Mars	66,1	31,8	65,6	106%
Avril	71,3	18,6	64,7	249%
Mai	71,1	28,98	68,8	137%
Juin	64,1	40,07	73,0	82%
Juillet	64,0	43,4	75,0	73%
Aout	59,0	44,8	70,8	58%
Septembre	62,8	40,8	74,6	83%
Octobre	59,7	40,2	83,7	108%
Novembre	63,02	42,7	81,4	91%
Décembre	67,02	49,9		
Prix annuel moyen	64,3	41,7		



2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2019	2020	2021	Variat. 21/20
Janvier	3,02	2,82	2,71	-4%
Février	3,05	2,86	2,72	-5%
Mars	3,05	2,87	2,77	-3%
Avril	3,03	2,90	2,77	-5%
Mai	2,99	2,90	2,74	-5%
Juin	2,93	2,86	2,79	-2%
Juillet	2,88	2,81	2,81	-0,2%
Aout	2,87	2,74	2,79	2%
Septembre	2,86	2,75	2,80	2%
Octobre	2,84	2,76	2,84	3%
Novembre	2,85	2,75	2,88	5%
Décembre	2,84	2,72		
Taux annuel moyen	2,93	2,81		



Pétrole Brut (1)

A fin novembre 2021

DT /bbl \$/bbl

Prix de l'importation STIR (CIF)

213

76

Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

187,3

66,65

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Prix des Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

A fin novembre 2021

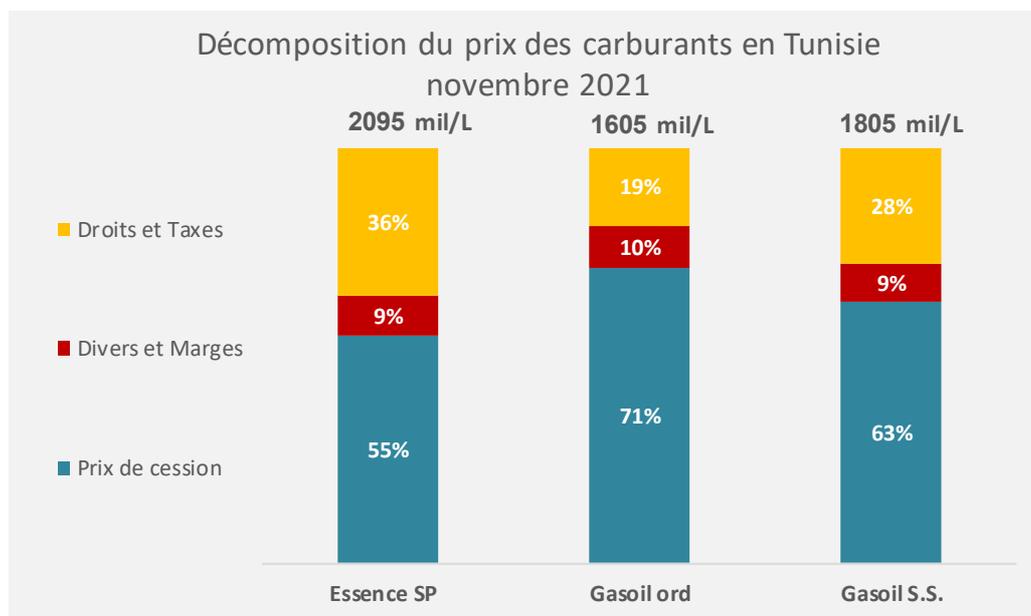
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1492	1149	747	198	2095
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1345	1141	301	163	1605
Gasol S.S.	Millimes/litre	1457	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1096	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1825	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	23,73	2,782	0,970	3,948	7,7

(1) Prix moyen pondéré

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

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 20/04/2021

(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)	Année 2020	Fin Nov- 2021
Prix d'importation Gaz Algérien	626	677
	Année 2019	Année 2020
Prix de vente Global (hors taxe)	600,2	616,0
Coût de revient moyen	1017,1	728,3
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-416,9	-112,3

(1) 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 2019	Année 2020
Prix de vente Moyen		
Prix de vente Global (hors taxe)	244,0	248,6
Coût de revient moyen	319,2	267,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-75,2	-18,6

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

II. Hydrocarbures

1 Production d'hydrocarbures

II-1-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé	A fin novembre		Var (%)
	2020	2020	2021	
El borma	183	163	203	24%
Ashtart	209	190	193	2%
Hasdrubal	131	121	87	-28%
Adam	87	82	111	36%
M.L.D	75	67	75	12%
El Hajeb/Guebiba	99	88	122	39%
Cherouq	61	54	70	32%
Miskar	70	64	59	-8%
Cercina	72	66	63	-5%
Barka	100	82	68	-17%
Franig/Bag/Tarfa	58	53	39	-27%
Ouedzar	46	42	51	22%
Gherib	47	43	32	-27%
Nawara	28	22	62	181%
Halk el Manzel	0	0	274	-
Autres	265	252	250	-1%
TOTAL pétrole (kt)	1 530	1 388	1 759	27%
TOTAL pétrole (ktep)	1 566	1 421	1 796	26%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 550	1 407	1 774	26%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 587	1 441	1 812	26%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	136	123	137	12%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	135	150	12%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 686	1 530	1 911	25%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 737	1 575	1 962	25%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1759 kt** à fin novembre **2021** enregistrant ainsi une hausse de **27%** par rapport à fin novembre **2020**. L'apport de Halk el Manzel qui vient d'entrer en production en janvier **2021** et de Nawara ont compensé la baisse de la production enregistrée dans plusieurs champs à savoir : Hasdrubal (**-28%**), Franig/bag. /Tarfa (**-27**), Baraka (**-17%**), Gherib (**-27%**), Miskar (**-8%**) et Cercina (**-5%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (**+181%**), EL borma (**+24%**), El Hajeb/Guebiba (**+39%**), Adam (**+36%**) et Cherouq (**+32%**).

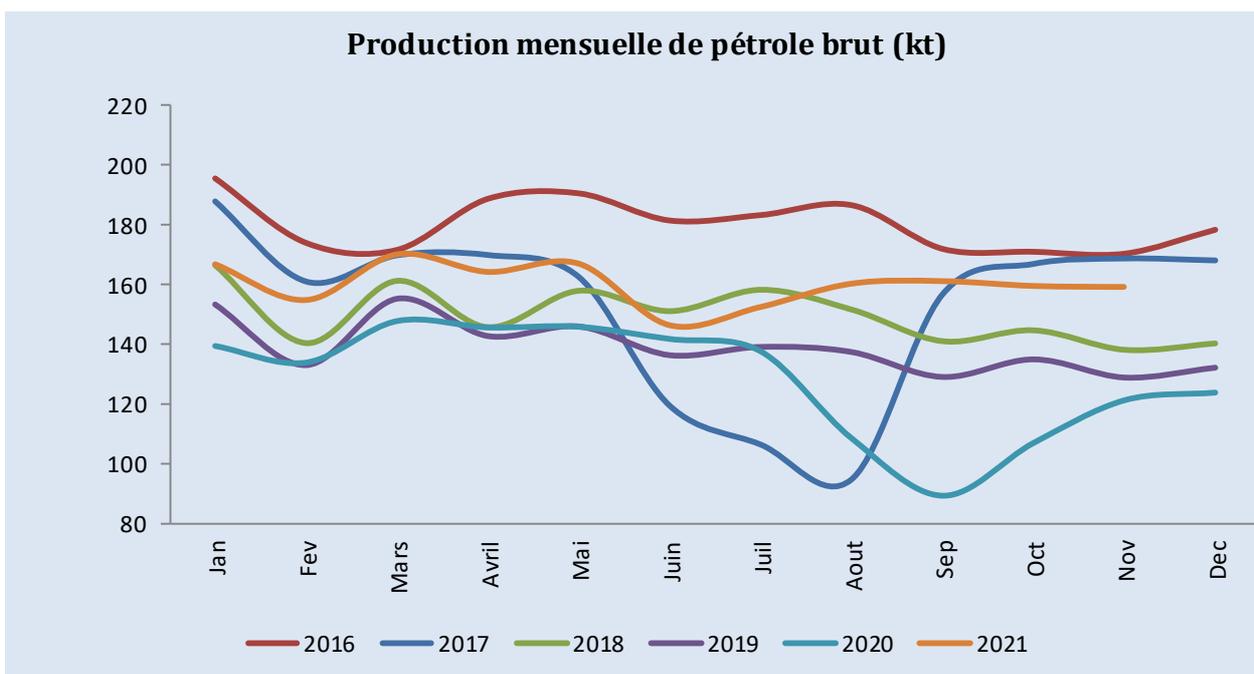
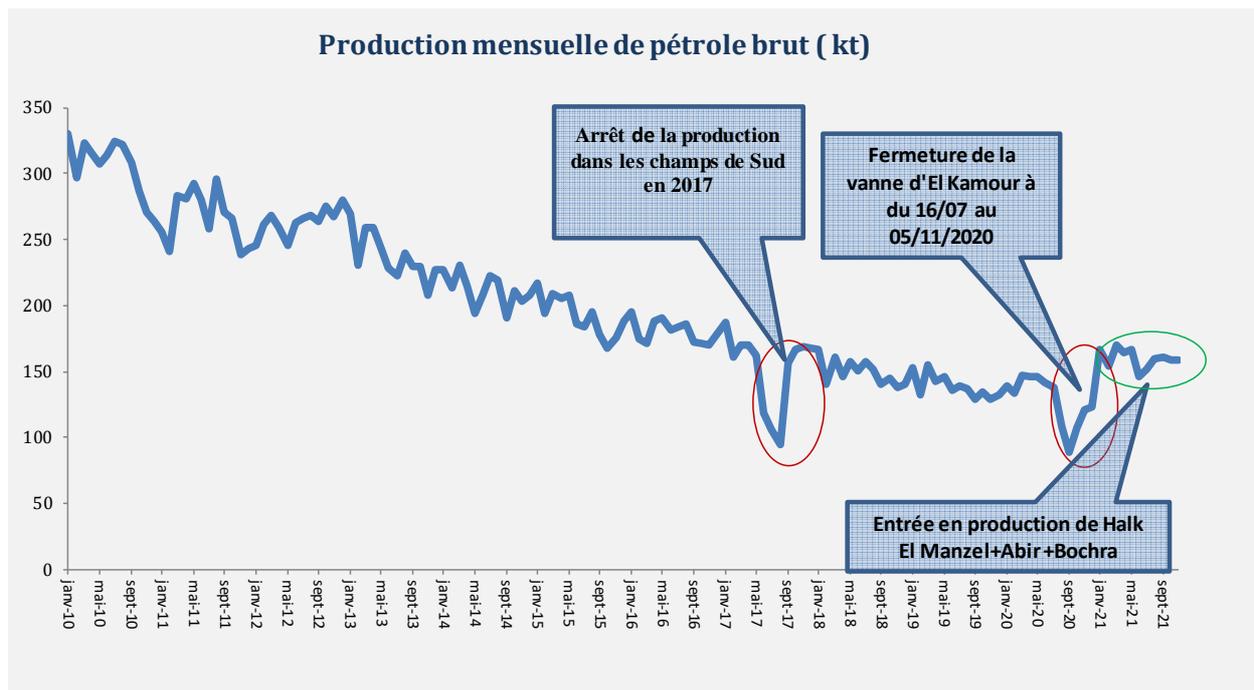
Il convient de noter :

- **Concession Miskar** : Arrêt programmé pour maintenance à partir du 16/10/2021. Reprise de la production le 07/11/2021.
- **Concession Sidi Marzoug** : Entrée en production le 07/10/2021, démarrage progressif jusqu'à atteindre un plateau de production d'environ 1500bbbls/j
- **Concession El-Bibane** : Reprise de la production le 30/08/2021, après la réparation d'une panne technique.
- **Concession Robbana** : Arrêt planifié pour une opération de maintenance depuis le 28-08-2021.
- **Concession Hasdrubal** : Reprise de la production le 16/07/2021 après un arrêt du 14 juin au 15 juillet 2021 pour des opérations de maintenance. Ouverture du « Puit A1 » le 23/03/21, le puits a été fermé depuis 12/02/2021.
- **Concession Ghrib**: Reprise de la production le 28-03-2021 après un arrêt total de la production depuis le 15/01/2021 suite à des manifestations.
- **Concession Nawara**: Reprise de la production le 02/03/2021 après une maintenance planifiée qui a duré 01 jour. Arrêt total de la production à partir du 27 septembre 2021 et reprise progressive à partir du 3 octobre 2021.
- **Concession Abir**: Entrée en Production le 16/02/2021.
- **Concession Bochra** : Mise en production le 17-02-2021. Puits fermé depuis le 30/04/2021 en raison d'une panne de la turbine TG3 à la station STEG Gabes le 29/04/2021. Reprise de la production le 16/08/2021.
- **Concession Halk El Menzel** : Mise en production le 07-01-2021. Lancement de la production du puits « **Helm 05** » le 03-08-2021 et du puits « **Helm 06** » le 16-09-2021.
- **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'envahissement du site de la production par des manifestants à partir du 11/12/2020. Reprise progressive de la production le 15/02/2021, après avoir exclu les manifestants du site.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **32.5** mille barils/j à fin novembre **2020** à **40.3** mille barils/j à fin novembre **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	A fin novembre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 176	3 586	1 906	2 674	40%	-3%
Production nationale	1 646	2 525	1 470	1 784	21%	-3%
<i>Miskar</i>	522	1 245	476	433	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	250	308	231	266	15%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	164	222	148	148	0%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	353	413	327	221	-33%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	36	43	59	37%	5%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	121	302	110	113	3%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	185	0	135	544	303%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	530	1 061	436	890	104%	-2%
Achats	2 793	862	2 629	2 093	-20%	8%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 417	3984	2118	2971	40%	-3%
Production nationale	1 829	2806	1634	1982	21%	-3%
<i>Miskar</i>	580	1383	528	481	-9%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	278	342	256	295	15%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	183	247	165	165	0%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	392	459	364	245	-33%	-6%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	40	48	66	37%	5%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	135	335	122	126	3%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	206	0	150	604	303%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	589	1178	485	989	104%	-2%
Achats	3 104	957	2921	2326	-20%	8%

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

(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

(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

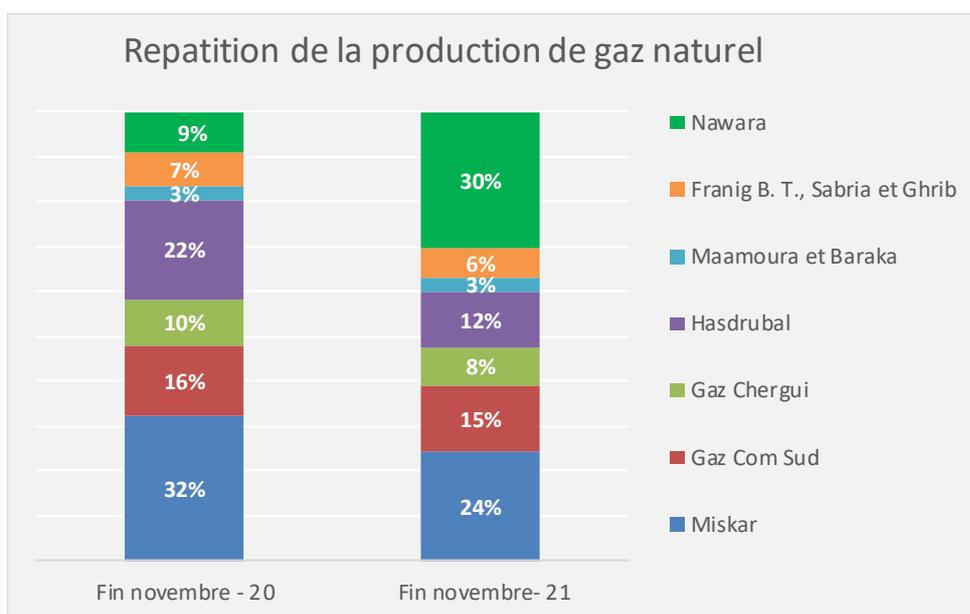
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien du mois de juin au mois de septembre 2021 totalisant une quantité de 72 million de Cm³ et qui est en cours de régularisation par déduction de la redevance reexportée

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2674 ktep** à fin novembre **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **40%** 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 **104%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **21%**.

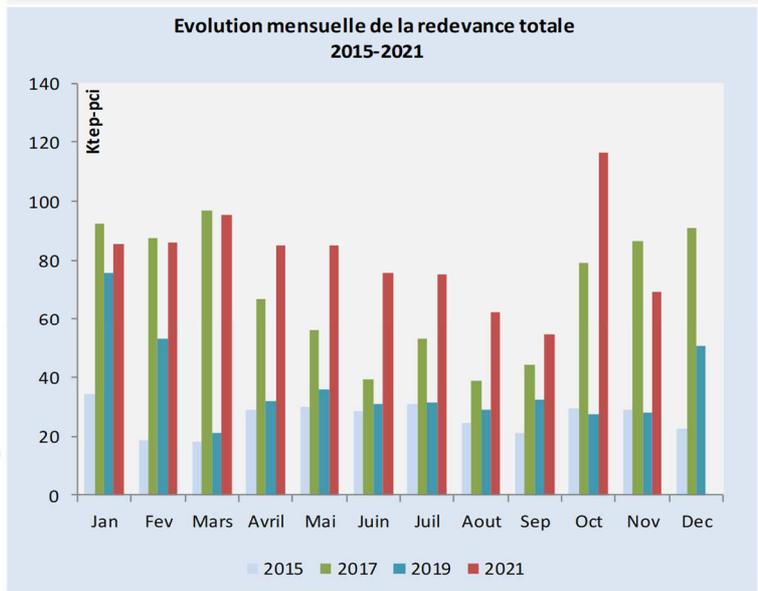
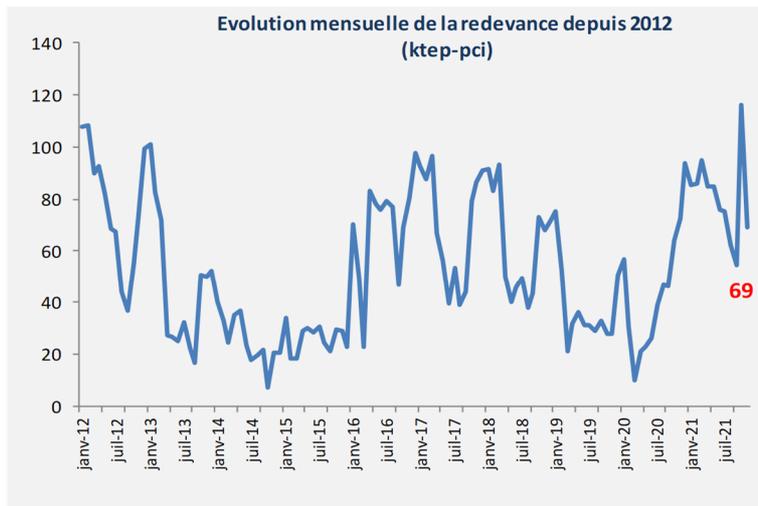
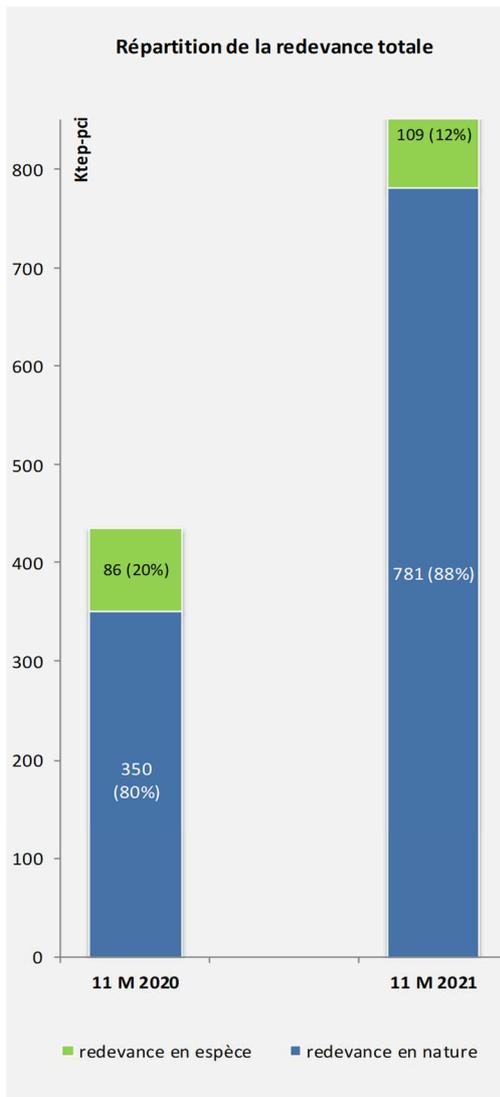
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à **1.85 MM m³/j** en moyenne durant les onze premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **30%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin novembre **2021**, elle a couvert **12%** de la demande totale de gaz naturel et a réduit de **21%** les achats de gaz algérien ainsi que le déficit du bilan d'énergie primaire de **13%**.

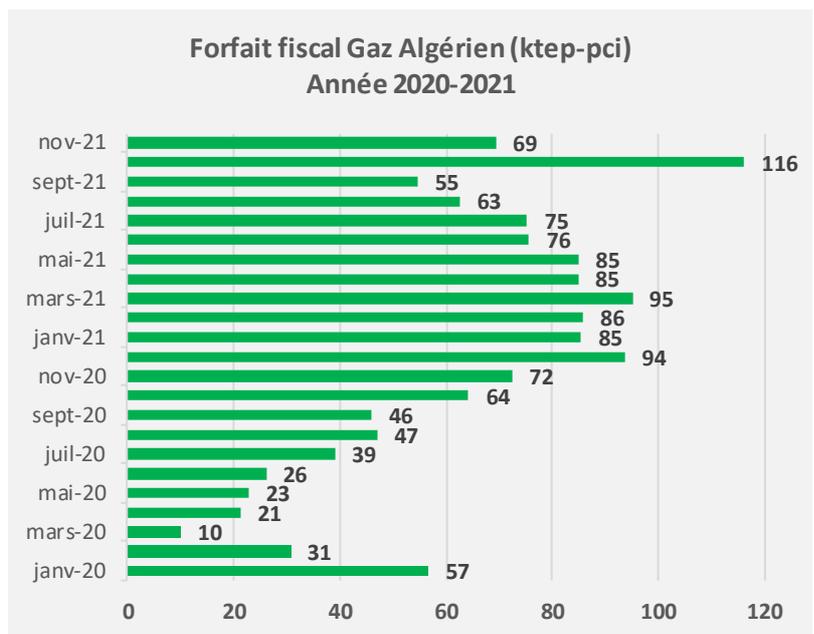


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **33%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Fermeture de tous les puits pour un entretien du 14/06/2021 au 15/07/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **9%**. Arrêt total le 16/10/2021 jusqu'au 07/11/2021.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **15%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **37%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**104%**) à fin novembre **2021** par rapport à fin novembre **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 (**88%**).



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 en 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 de juillet **2020**.

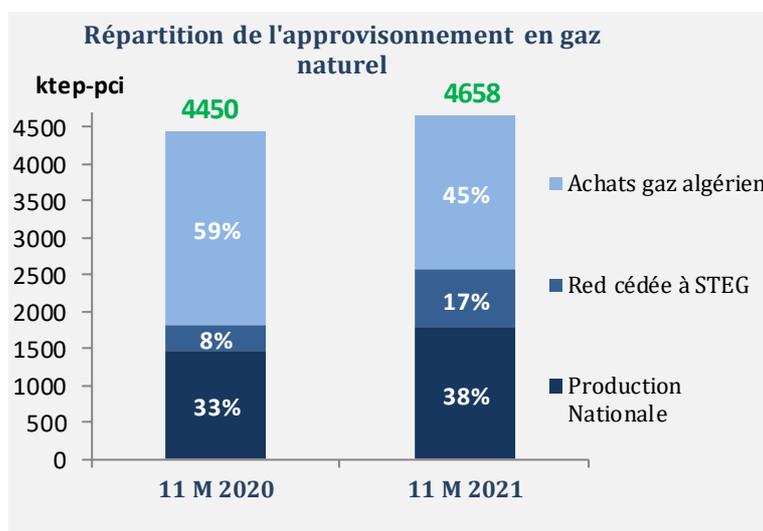


Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **20%**, entre fin novembre **2020** et fin novembre **2021**, pour se situer à **2093 ktep** et ceci grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le passage du gaz algérien, et ceci, malgré la hausse de la demande.

L'approvisionnement national en gaz naturel a augmenté de **5%** entre fin novembre **2020** et fin novembre **2021** pour se situer à **4658 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 **33%** à **38%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **8%** à **17%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **59%** à **45%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin novembre			Remarques
	2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	22	27	21%	
Essence Sans Pb	51	70	36%	
Petrole Lampant	20	17	-16%	
Gasoil ordinaire	416	614	48%	
Fuel oil BTS	371	481	30%	
Virgin Naphta	193	256	33%	
White Spirit	7	8	13%	
Total production STIR	1080	1472	36%	
Taux couverture STIR (1)	28%	36%	25%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	14%	18%	31%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	266	334	26%	
Jours de fonctionnement du Platforming	133	187	41%	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 10/10/21.

2 Consommation d'hydrocarbures

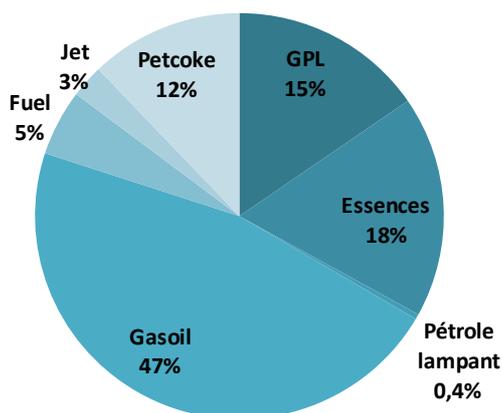
II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
GPL	660	475,1	585	601	3%	2%
Essences	732	458,0	671	718	7%	4%
<i>Essence Super</i>	0	2,1	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	719	455,9	658	706	7%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0,0	12	13	3%	-
Pétrole lampant	18,4	57,5	15,1	14,6	-3%	-12%
Gasoil	1958	1733,6	1769	1943	10%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1619	1633,8	1463	1570	7%	0%
<i>Gasoil SS</i>	333	99,8	300	366	22%	13%
<i>Gasoil premium</i>	6	0,0	5,6	6,0	7%	-
Fuel	229	335,4	200	207	4%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	26	5,5	24	29	20%	16%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	203	329,9	175	178	1%	-5%
Fuel gaz(STIR)	7	2,2	6	9	-	14%
Jet	106	238,9	99	123	24%	-6%
Coke de pétrole	516	299,7	461	519	13%	5%
Total	4227	3600	3806	4135	9%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4193	3593	3775	4096	9%	1%

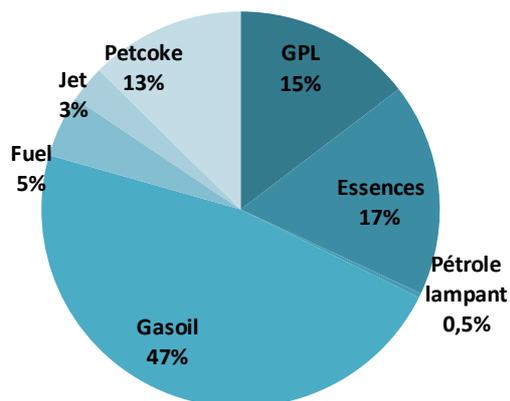
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les onze premiers mois de **2020** et les onze premiers mois de **2021**, une hausse de **9%** pour se situer à **4135** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures de confinement général prises par le Gouvernement l'année dernière. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **7%** et du gasoil de **10%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin novembre **2020** et fin novembre **2021** à l'exception de quelques produits notamment les essences dont la part est passée de **18%** à **17%**.

A fin nov. 2020



A fin nov. 2021



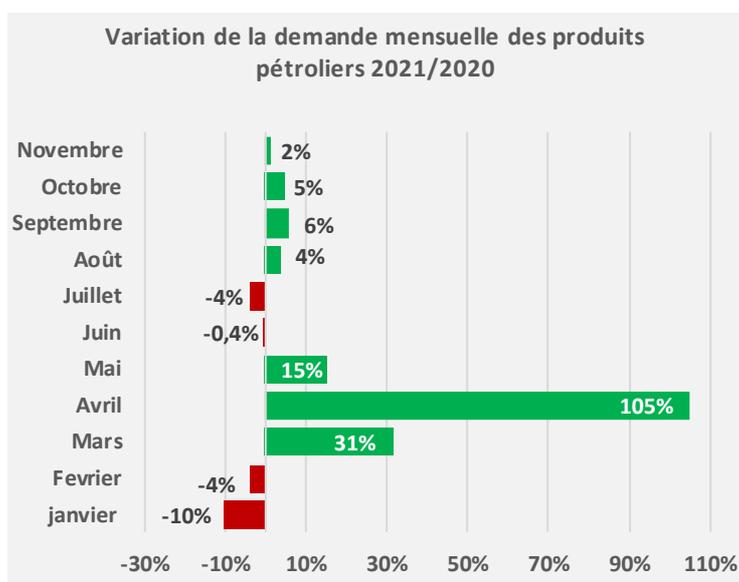
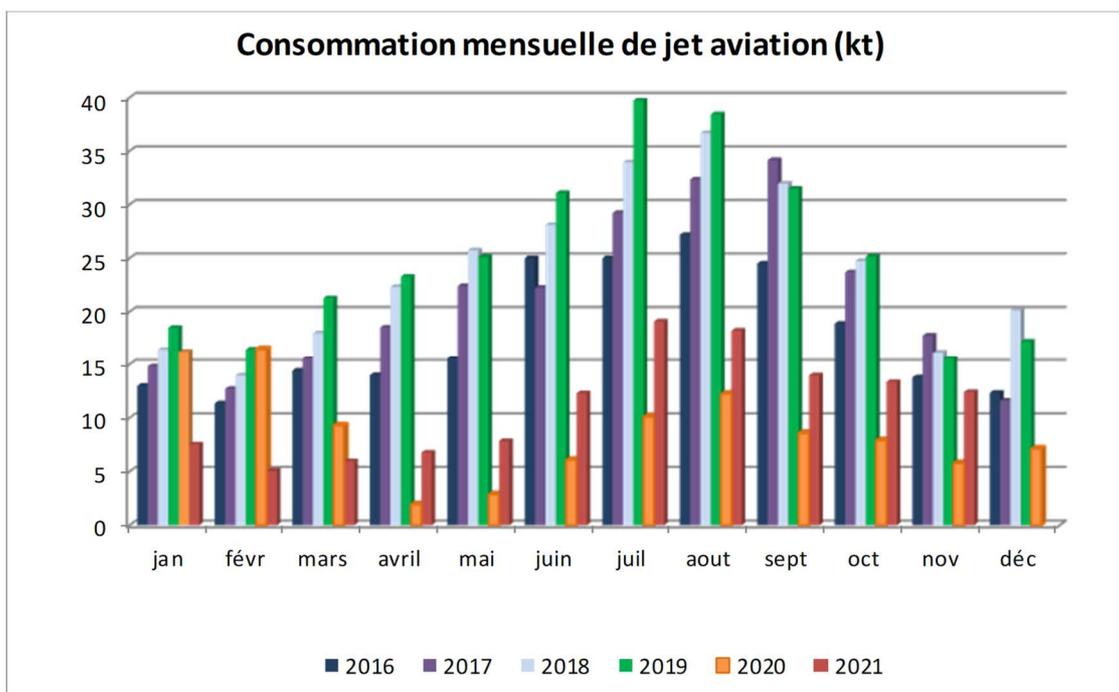
La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin novembre **2021**, de **9%** par rapport à fin novembre **2020**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a augmenté de **3%** entre fin novembre **2021** et fin novembre **2020**, par contre, le pétrole lampant a diminué de **3%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre les onze premiers mois de **2020** et les onze premiers mois de **2021** de **13%** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries.

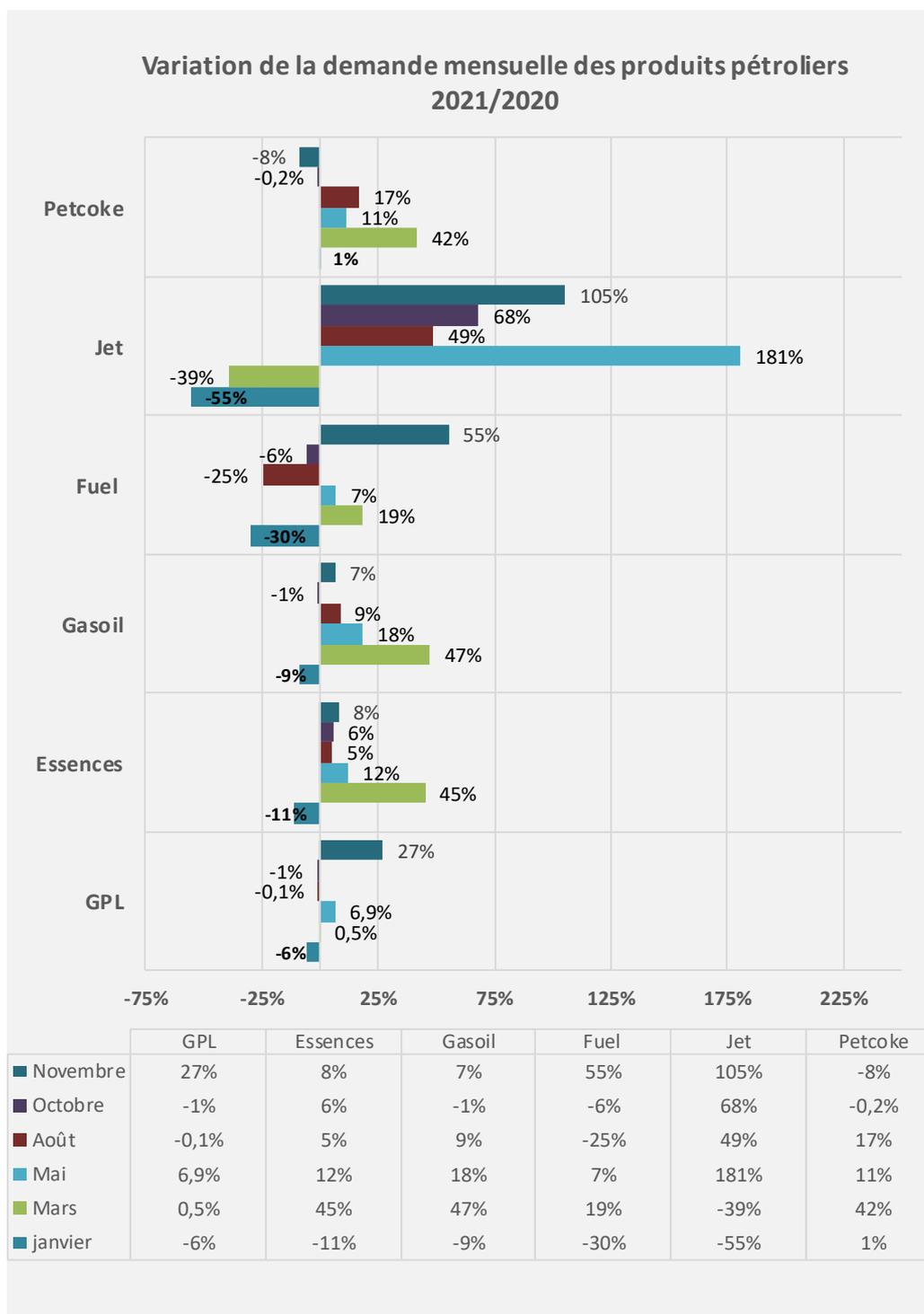
D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une augmentation de **24%** à fin novembre **2021** par rapport à la même période de l'année précédente après plusieurs mois de baisse à cause du ralentissement des activités de secteur du transport aérien qui subissent de plein fouet les répercussions de la pandémie de la COVID-19. A partir du mois d'avril **2021**, une petite reprise a été observée et qui progresse au fil des mois comme le montre la figure suivante :

A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse courant les mois de janvier et février **2021**. Par contre, courant les mois de mars-avril-mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante. Courant les mois du juin et juillet 2021, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré de nouveau une baisse pour répartir juste après à la hausse courant les mois d'août, septembre, octobre et novembre **2021**, sachant qu'à partir du mois de mars **2020**, un confinement général a été entamé le **22** du mois engendrant une chute brutale de la consommation de l'énergie.



Courant le mois du janvier **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution négative à l'instar des essences : **-11%**, le gasoil : **-9%**, le GPL : **-6%**, le Jet : **-55%** à cause des mesures prises par le Gouvernement pour contenir la 2^{ème} vague de la pandémie. Cette baisse s'est poursuivie en février **2021** mais à un degré moindre. Par contre, courant le mois d'avril et mai **2021**, tous les produits ont enregistré une évolution positive. Courant juin **2021**, plusieurs produits ont enregistré de nouveau une évolution négative à l'instar des essences : **-7%**, le fuel : **-1%**, le coke de pétrole : **-14%**. Pour le mois de juillet **2021**, une évolution négative est observée pour les produits : Petcoke : **-25%**, le gasoil : **-2%**, l'essence : **-14%** et GPL : **-3%**. Par contre le Jet et le fuel ont enregistré une évolution positive courant juillet **2021** respective de **88%** et **35%**. Pour le mois d'août **2021**, la plupart des produits ont enregistré une évolution positive sauf le fuel qui a

diminué de **25%** et le GPL qui a enregistré une quasi stabilité. Courant octobre **2021**, la plupart des produits pétroliers ont enregistré une baisse sauf le l'essence et le jet qui ont enregistré respectivement une hausse de **6%** et de **68%**. Pour le mois de novembre **2021**, tous les produits ont enregistré une hausse sauf le Petcoke qui a enregistré une baisse de **8%**.



II-2-2 Gaz Naturel

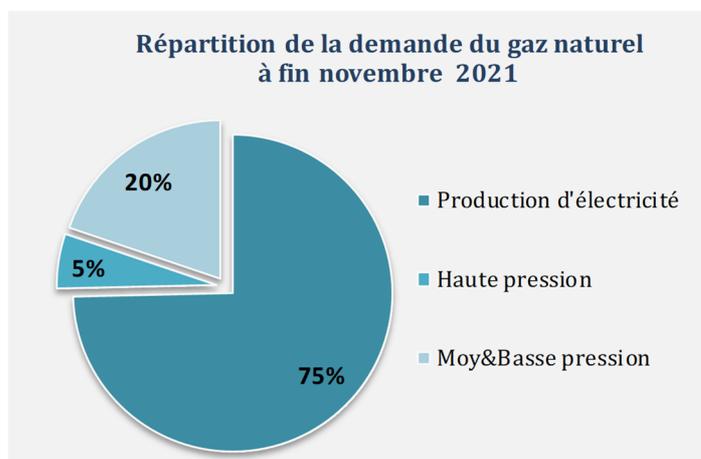
DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin novembre				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 842	3 989	4 443	4 647	5%	1%
Production d'électricité	3 680	2 940	3 410	3 469	2%	2%
Hors prod élec	1 162	1 049	1 033	1 178	14%	1%
Haute pression	231	349	211	259	23%	-3%
Moy&Basse pression	931	700	822	919	12%	3%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 380	4 432	4 936	5 164	5%	1%
Production d'électricité	4 089	3 266	3 789	3 854	2%	2%
Hors prod élec	1 291	1 166	1 147	1 309	14%	1%
Haute pression	257	388	234	288	23%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	778	913	1 021	12%	3%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **5%** entre fin novembre **2020** et fin novembre **2021** pour se situer à **4647 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **2%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **14%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**75%** de la demande totale à fin novembre **2021**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **97%**.

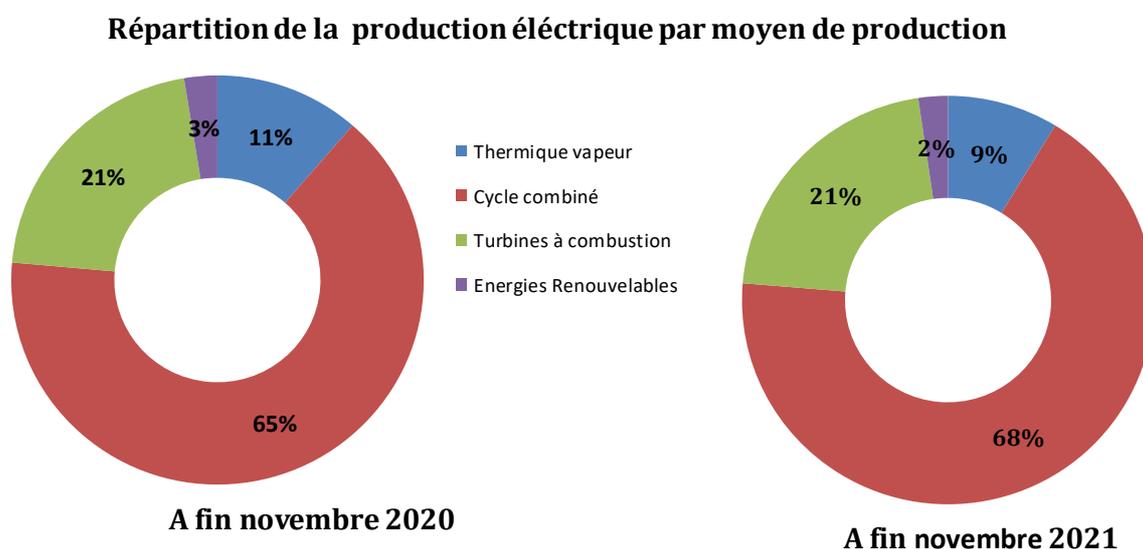
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande en gaz naturel a connu une importante augmentation de **14%** pour se situer à **1178 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **12%** et celle des clients haute pression de **23%** durant les onze premiers mois de **2021** par rapport à la même période de **2020**.



La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **1%** entre fin novembre **2020** et fin novembre **2021** pour se situer à **214 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **3%** durant les onze premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **2%** seulement.

En effet, nous avons noté une augmentation à **68%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin novembre **2021** contre **65%** en à fin novembre **2020**.



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Novembre		A fin novembre	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	1	4
Nb total des permis	24	24	20	24	20
Nb de forages explo.	1	0	1	1	1
Nb forages dével.	4	0	2	4	4
Nb de découvertes	3	0	0	3	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin novembre **2021**, est de **20** dont **12** permis de recherche et **8** permis de prospection. Le nombre total de concessions est de **58** dont **45** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **33** de ces concessions en production et directement dans **3**.

Il convient de signaler :

- L'arrivée à échéance du permis de recherche « **Amilcar** » en février **2021**.
- La renonciation au permis de recherche « **Kaboudia** » en juin **2021**.
- L'annulation de deux permis de recherche « **Jenein Centre** » et « **Sud Remeda** » en juin 2021.
- L'attribution de deux nouvelles concessions d'exploitation d'hydrocarbures « **Sidi Marzoug** » et « **Shalabia** » en septembre **2021**.

Exploration

Acquisition sismique à fin novembre 2021

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

Forage d'un nouveau puits d'exploration à fin novembre 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Anbar-1	Borj El Khadra	07/11/2021	Profondeur actuelle : 407 m. Forage en cours

- Test du puits « Ash 49 » sur la concession Ashtart du 28 mars au 20 avril 2021, ledit puits a été foré en 1992, le test a montré des indices encourageants d'huile avec des estimations préliminaires de l'ordre de 300 bbls/j.
- Ré-complétion et test du niveau Ordovicien du puits Amani-1 du 19/08/2021 au 26/10/2021.

Développement

Forage de quatre (04) nouveaux puits de développement à fin novembre 2021 :

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	KRD SW-2Bis	Debbech	14/05/2021	3872 m	Fin des opérations de forage le 20/07/2021. Mise en production le 14/08/2021.
02	Tarfa-5	Tarfa	19/09/2021	2521 m	Forage en cours
03	TT34	Bir Ben Tartar	04/11/2021	1499 m	Forage en cours
04	Tarfa -7	Tarfa	27/11/2021	296	Forage en cours

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

Nb	Intitulé du puits	Concessions	Début du forage	Profondeur (km)	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	1341	Reprise des opérations de forage le 18/08/2021 Mise en production le 16/09/2021
03	HEM 05H	Halk El Manzel	30/07/2018	1500	Reprise des opérations de forage le 30/06/2021 Mise en production le 13/08/2021

- 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 (loi n° 2019-74 du 14 août 2019). **Reprise des opérations de forages**, le **6** octobre **2020**, pour la mise en production en **2021**.

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
STEG	16163	10 648	14 916	15418	3%	3%
FUEL + GASOIL	20	3	20	0,40	-98%	-17%
GAZ NATUREL	15631	10472	14430	14991	4%	3%
HYDRAULIQUE	46	48	44	28	-38%	-5%
EOLIENNE	465	125,0	422	389	-8%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,20	10	5025%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	2918	3130	3018	-4%	0,3%
ACHAT TIERS	164	74	148	146	-1,1%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19742	13 640	18 194	18 582	2%	3%
Echanges	-5	19	-3	22	-769%	1%
Achat Sonelgaz (Algérie)	54	0	54	886	1527%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	648	61	-91%	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	19791	13633	17597	19430	10%	3%

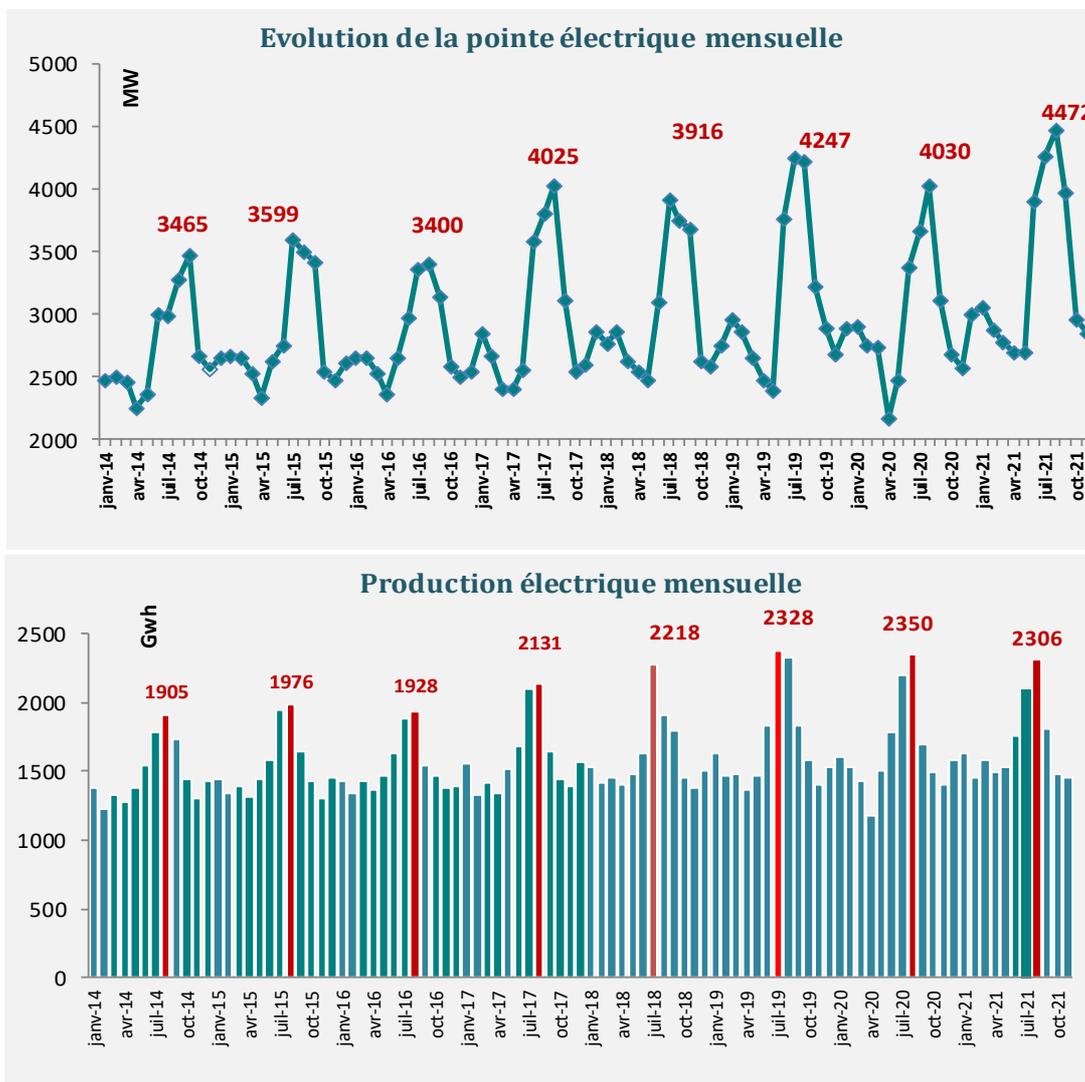
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

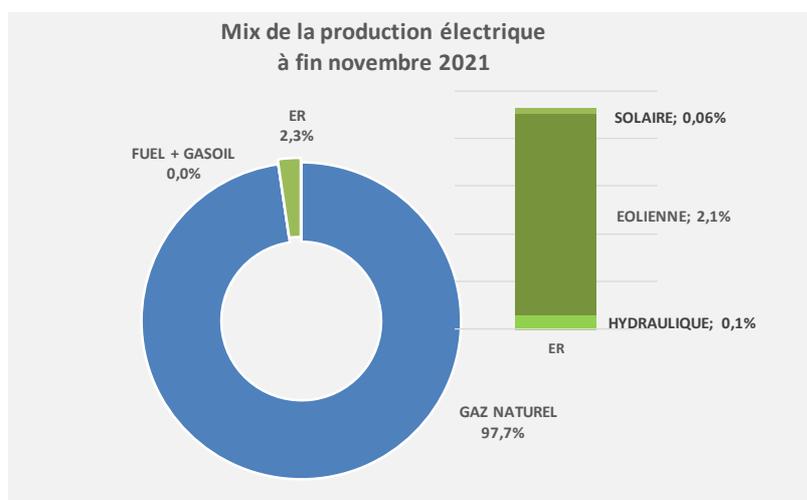
La production totale d'électricité a enregistré, à fin novembre **2021**, une hausse de **2%** pour se situer à **18582 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **18194 GWh** à fin novembre **2020**. L'électricité destinée au marché local a enregistré, par contre, une augmentation de **10%**, ceci est dû à l'augmentation des importations et la baisse des exportations d'électricité pour couvrir la demande du marché local.

La pointe a enregistré une hausse de **11%** pour se situer à **4472 MW** à fin novembre **2021** contre **4030 MW** à fin novembre **2020**. Ce nouveau record (**4472 MW**) a été enregistré le **11 aout 2021**.

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 **83%** de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **4%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.3%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin novembre 2021.



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
VENTES**						
Haute tension	1178	1179	1065	1241	17%	0,5%
Moyenne tension	6359	5551	5863	6238	6%	1%
Basse tension	7835	5105	7133	7516	5%	4%
TOTAL VENTES **	15372	11 834	14 060	14 995	7%	2%

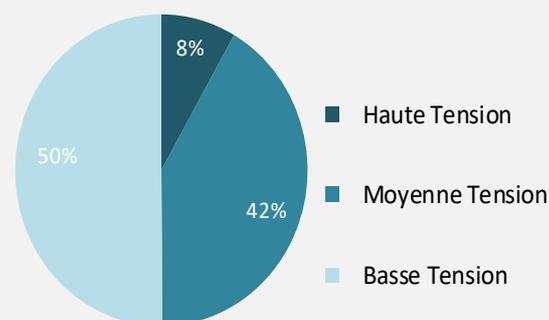
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **7%** entre fin novembre **2020** et fin novembre **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **17%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **6%**.

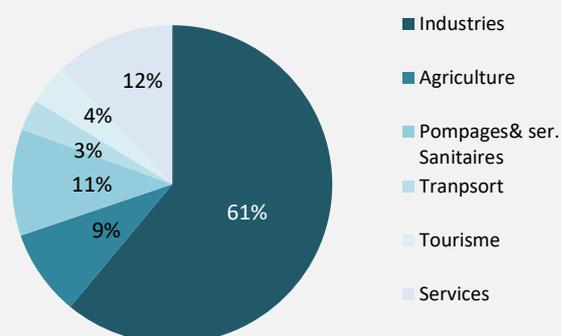
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle dont près de la moitié est estimée ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin novembre **2021**.

Répartition des ventes d'électricité à fin novembre 2021



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin novembre 2021



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin novembre 2021

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT	
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 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	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019)</p> <p>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)</p> <p>Soumission des offres (juillet 2019)</p> <p>Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019)</p> <p>Accords de projet finalisés et validés par la CTER.</p> <p>Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021.</p> <p>Approbation et entrée en Vigueur prévue à fin 2021</p>	
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)	Création de 7 sociétés de projet
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Mise en service d'un projet de 1MW + deux projets de (10 + 1MW) en cours de mise en service	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Création de 5 sociétés de projet	Soumission des offres le 09 janvier 2020
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW).	125 MW environ installés
		MT/HT		255 autorisations octroyées pour une puissance totale de 47MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW		Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99% . Mise en production prévue en janvier 2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW		Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 93% . Mise en production prévue en janvier 2022

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

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'Énergie 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.