

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, août 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

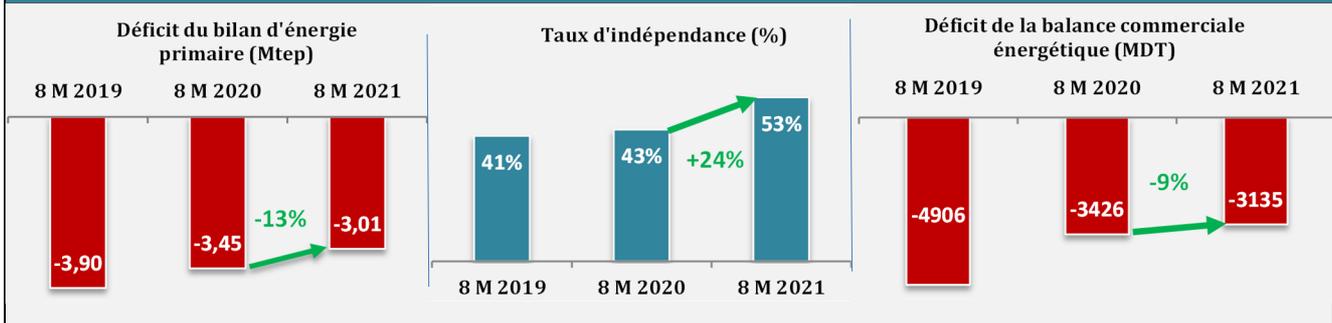
2- Énergies Renouvelables



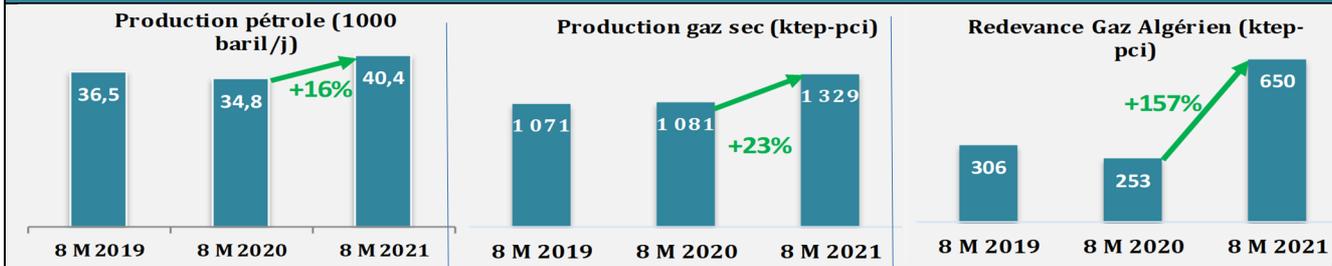
Date de la publication : le 8/10/2021

Faits marquants des huit premiers mois de 2021

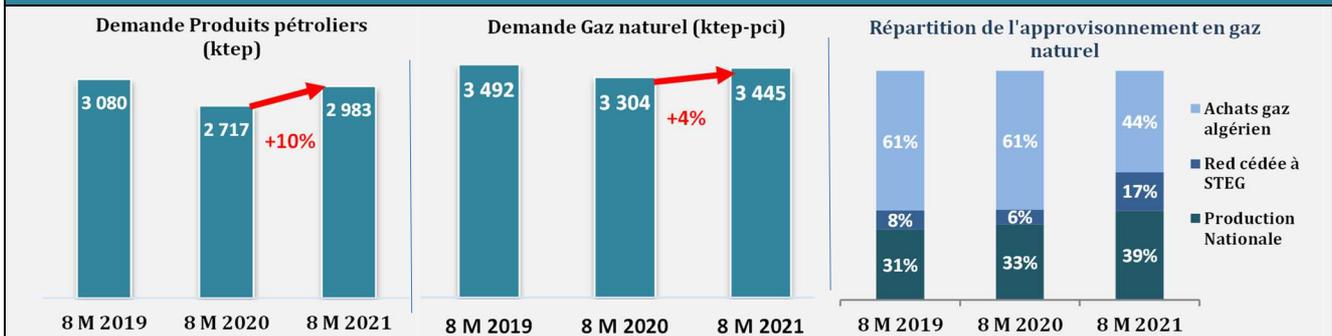
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



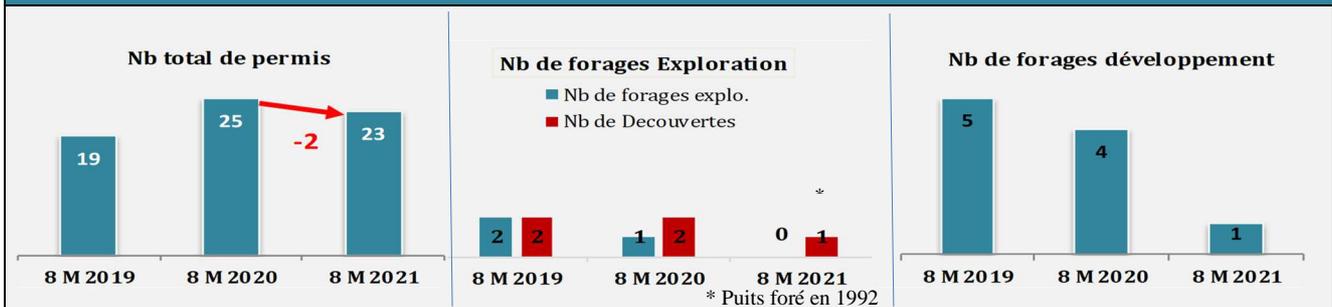
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



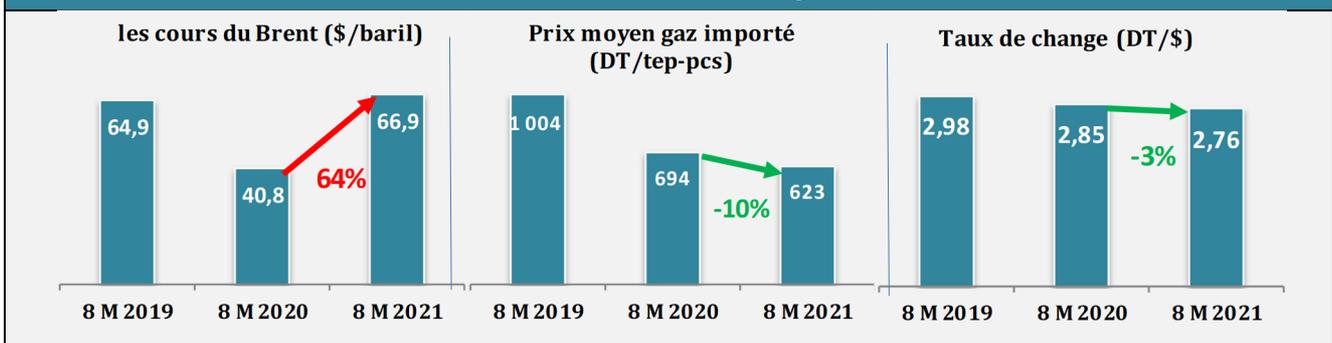
Demande en hydrocarbures



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 août				
		2010	2020	2021	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3956	5445	2599	3448	33%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1587	2620	1131	1322	17%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	149	134,7	102	118	16%	-1%
Gaz naturel	2176	2679	1335	1979	48%	-3%
<i>Production</i>	1646	1903	1081	1329	23%	-3%
<i>Redevance</i>	530	776	253	650	157%	-2%
Elec primaire	44	12	31	29	-8%	9%
DEMANDE	9114	5575	6052	6457	7%	1%
Produits pétroliers	4227	2620	2717	2983	10%	1%
Gaz naturel	4844	2944	3304	3445	4%	1%
Elec primaire	44	12	31	29	-8%	9%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5158	-131	-3453	-3009		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5688	-907	-3706	-3659		

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

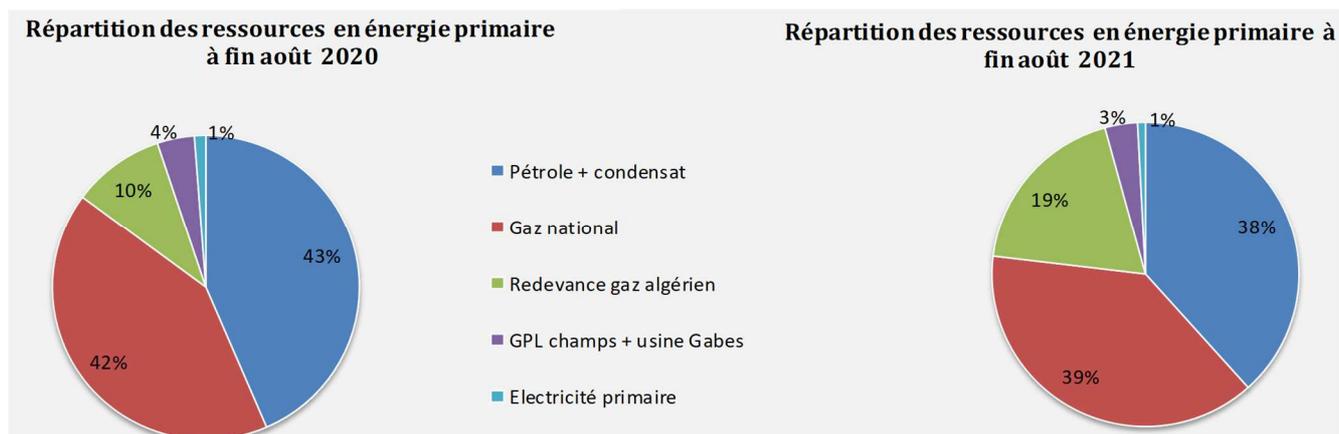
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources en énergie primaire se sont situées à **3.45 Mtep** à fin août **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

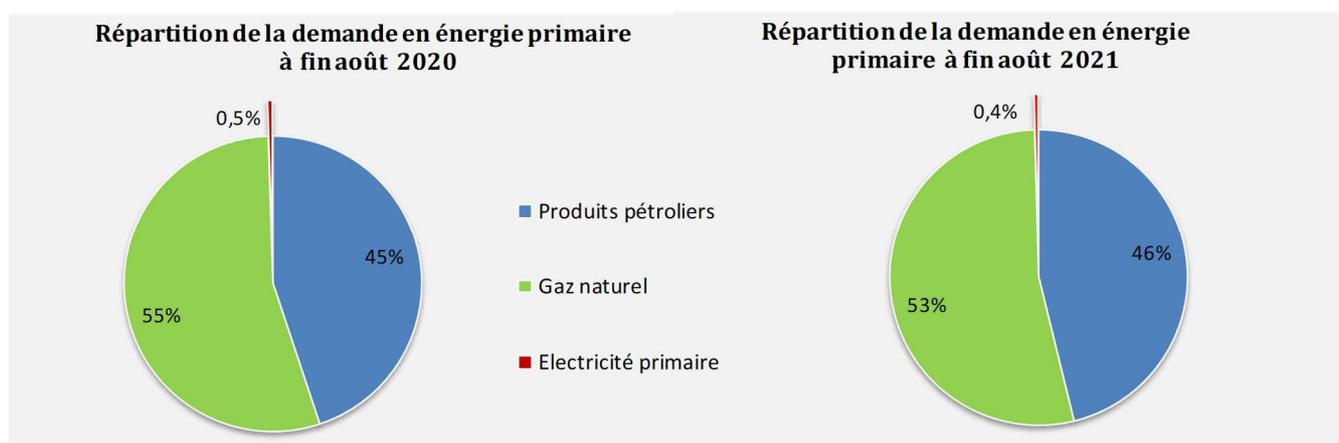
du gaz algérien qui a enregistré une hausse de plus de **150%** durant les huit premiers mois de **2021** par rapport à la même période de l'année précédente.

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 gaz algérien a presque doublé en l'espace d'un an, sa part est passée de **10%** 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 **7%** entre les huit premiers mois de **2020** et les huit premiers mois de **2021** pour passer de **6.1 Mtep** à **6.5 Mtep** : la demande en gaz naturel a augmenté de **4%** et celle en produits pétroliers de **10%**. 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 léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **45%** à fin août **2020** à **46%** à fin août **2021**. Le gaz naturel qui représente **55%** à fin août **2020**, a enregistré une légère baisse à **53%** à fin août **2021**.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août **2021**, **un déficit de 3 Mtep** contre un déficit enregistré à fin août **2020** de **3.5 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 huit premiers mois de **2021** contre **43%** courant les huit premiers mois de **2020**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **43%** contre **39%**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a baissé de **13%** à fin août **2021** par rapport à fin août **2020**, cette baisse est due 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 août			A fin août			A fin août		
	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)	2020	2021	Var (%)
EXPORTATIONS				1195	1605	34%	949	2143	126%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	686	1004	46%	702,2	1025	46%	513	1357	165%
ETAP	446	498	12%	456	509	12%	362	686	89%
PARTENAIRES	240	506	111%	246	516	110%	150	671	346%
GPL Champs	27	35	29%	30	39	29%	23	54	136%
ETAP	16	20	23%	18	22	23%	14,0	33	132%
PARTENAIRES	11	15	40%	12	16	40%	9,0	22	142%
PRODUITS PETROLIERS	423	488	15%	425	490	15%	389	698	79%
Fuel oil (BTS)	271	328	21%	266	321	21%	259	429	66%
Virgin naphta	151	160	6%	160	168	6%	130	269	107%
REDEVANCE GAZ EXPORTE⁽⁸⁾				38	52	38%	25	35	41%
IMPORTATIONS				5056	5286	5%	4375	5278	21%
PETROLE BRUT⁽³⁾	493	753	53%	504	770	53%	511	1125	120%
PRODUITS PETROLIERS	2303	2393	4%	2288	2341	2%	2314	3097	34%
GPL	307	314	2%	340	347	2%	350	507	45%
Gasoil ordinaire	771	731	-5%	792	751	-5%	919	1093	19%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	249	219	-12%	255	225	-12%	284	336	18%
Jet ⁽⁶⁾	68	93	35%	71	96	35%	93	152	64%
Essence Sans Pb	401	361	-10%	419	377	-10%	487	657	35%
Fuel oil (HTS)	118	138	17%	116	135	17%	75	146	94%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	389	538	38%	296	410	38%	106	206	93%
GAZ NATUREL				2264	2176	-4%	1550	1056	-32%
Redevance totale ⁽²⁾				253	650	157%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2010	1526	-24%	1550	1056	-32%

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

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

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour 2021

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

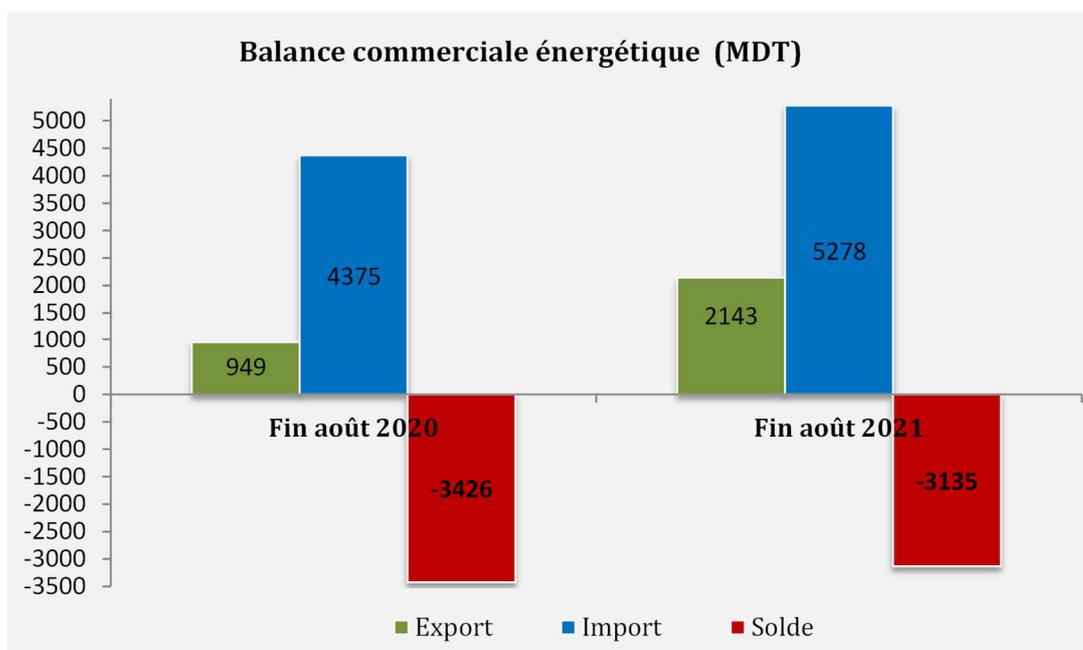
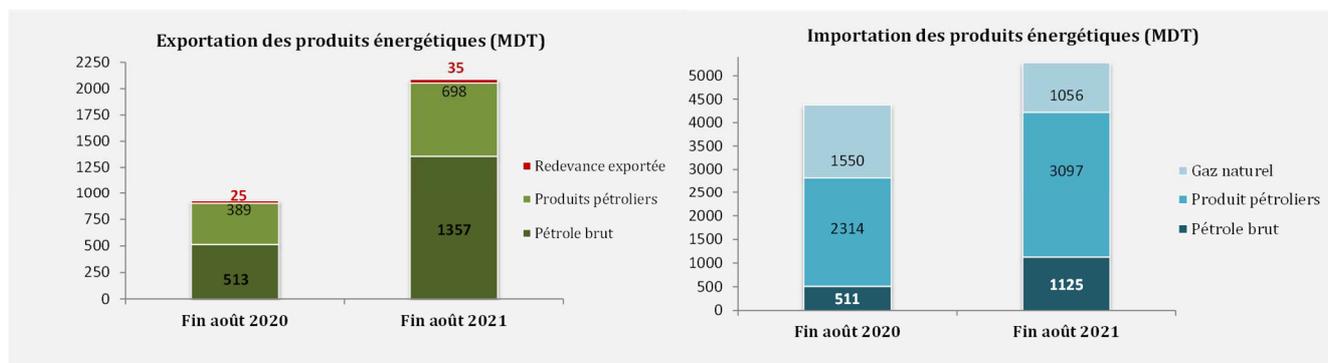
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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 à partir du mois de juin 2021 totalisant, à fin août 2021, une quantité de 48,3 million de Cm³ et qui est régularisé par deduction 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.

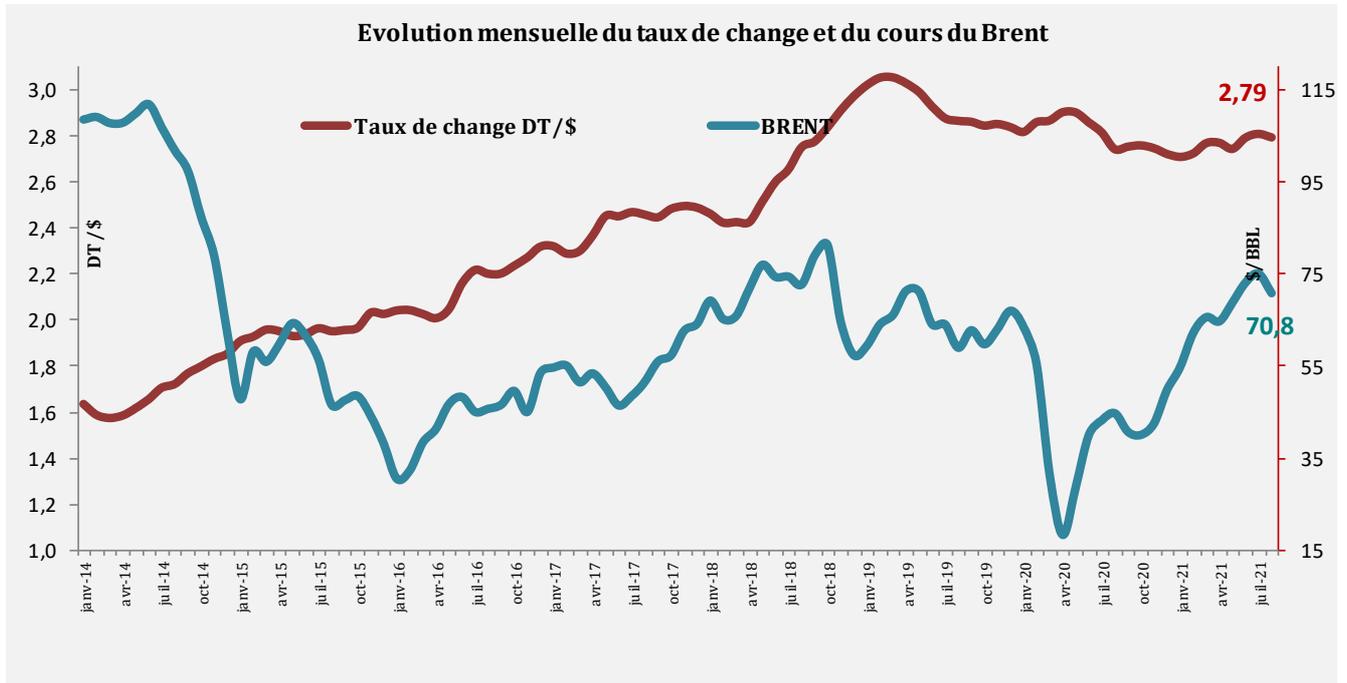
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **126%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **21%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **3426 MDT** durant les huit premiers mois de **2020** à **3135 MDT** durant les huit premiers mois de **2021**, soit une diminution de **9%** (en tenant compte de la redevance du gaz transité exportée).



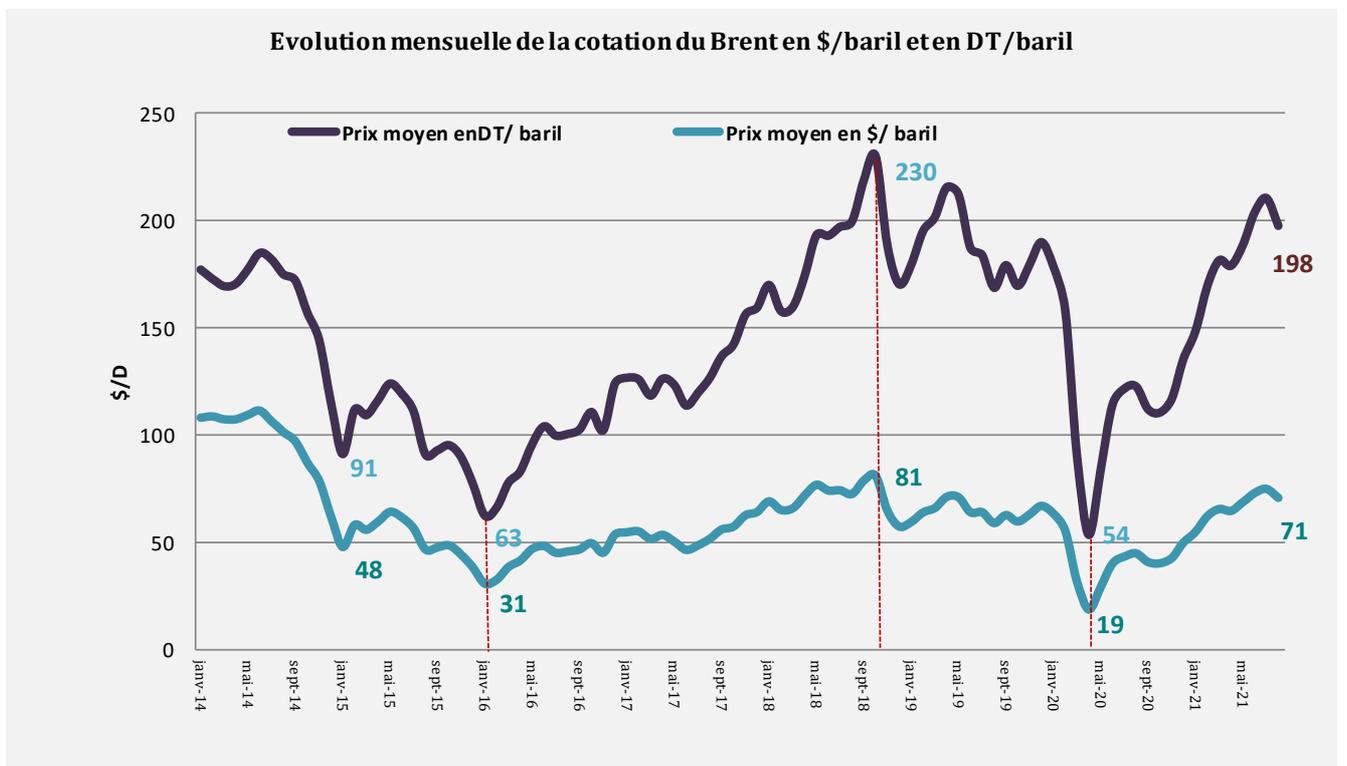
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les prix des produits pétroliers. Le taux de change s'est amélioré (+), le cours du Brent a augmenté (-) et le déficit quantitatif de la balance commerciale s'est amélioré de **5% (+)** à fin août **2021** par rapport à fin août **2020**.

En effet, au cours des huit premiers mois de **2021**, les cours du Brent ont enregistré une augmentation de plus de **26\$/bbl** : **66.9 \$/bbl** à fin août **2021** contre **40.8 \$/bbl** à fin août **2020**, la cotation mensuelle du mois d'août s'est située à **70.8\$/bbl**, enregistrant ainsi une hausse

de 26 \$/bbl par rapport au mois d'août 2020 et une diminution de 4.2\$/bbl par rapport à juillet 2021.



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

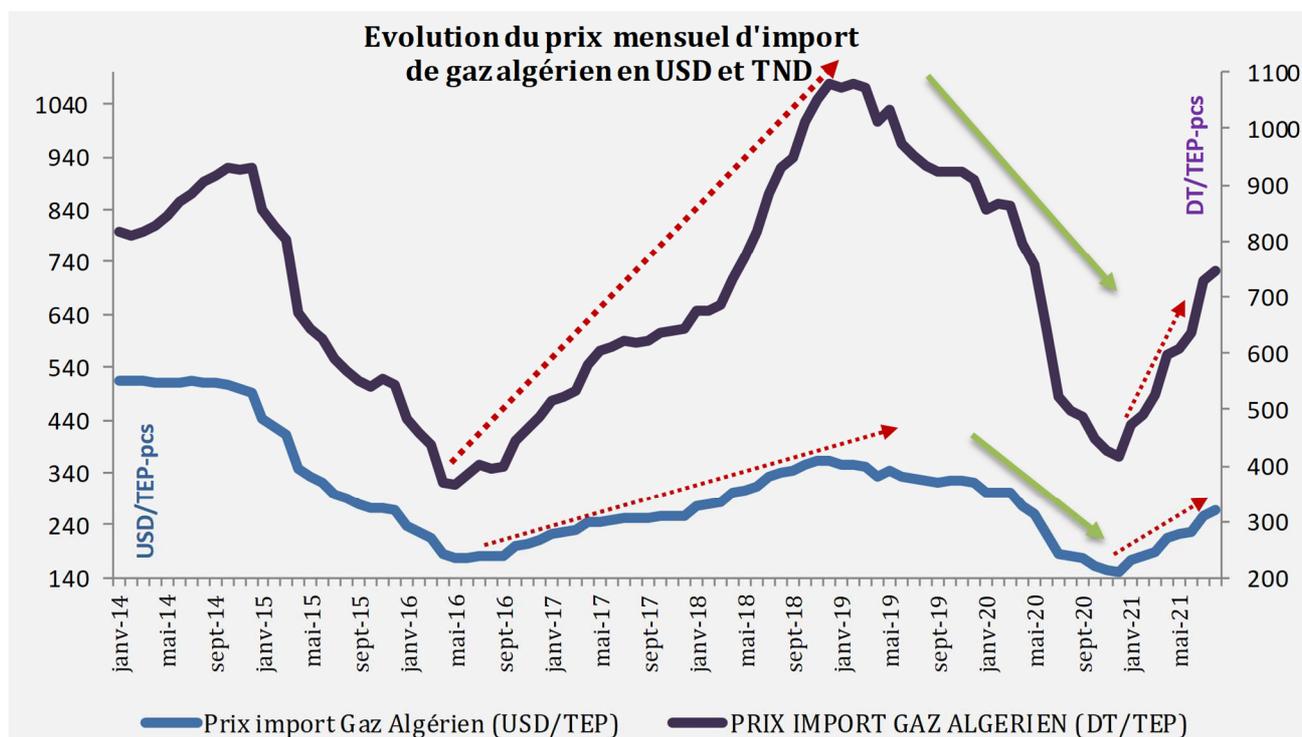


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(---) Entre fin août 2020 et fin août 2021, les cours moyens du Brent ont enregistré une augmentation de 64% : 40.8 \$/bbl contre 66.9 \$/bbl .

(+) Appréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 3% entre fin août 2020 et fin août 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 10% en DT et de 8% en \$ entre fin août 2020 et fin août 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: il 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. A signaler que la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier 2021 en conservant sur la moyenne de la période une tendance baissière.

(--)
Les importations des produits pétroliers ont augmenté par rapport à la même période de 34% 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 vendue localement à la STIR. En effet, la STIR a raffiné **1066 kt** à fin août **2021** (dont **22%** brut local) contre **859 kt** à fin août **2020** (dont **43%** brut local).

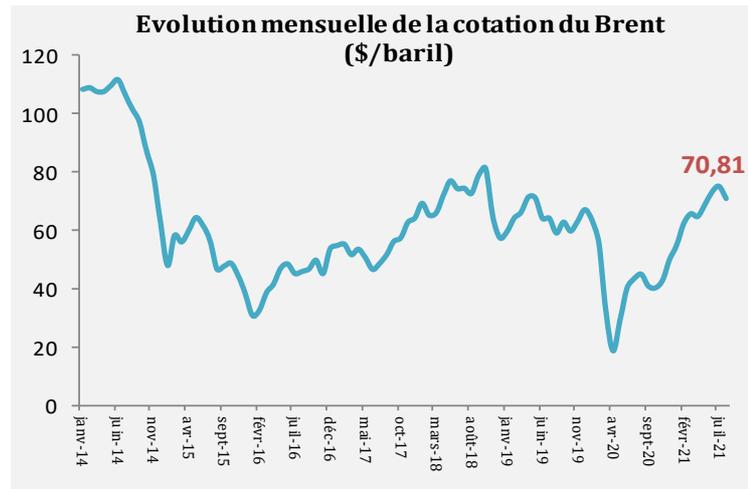
(+++) Baisse des achats du gaz algérien de **24%** en quantité et **32%** en valeur grâce à la hausse de la production nationale et de la redevance sur le transit du gaz algérien.

(++) Une hausse des exportations des produits pétroliers de **15%** en quantité et de **79%** en valeur.

3 Prix de l'énergie

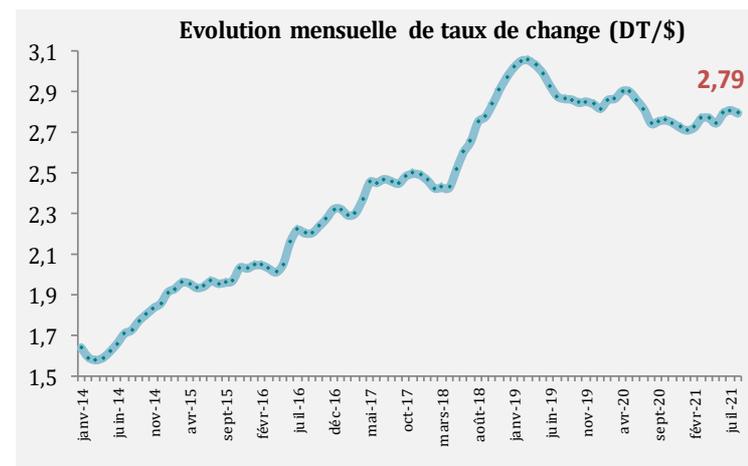
1- Brent

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		
Octobre	59,7	40,2		
Novembre	63,02	42,7		
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		
Octobre	2,84	2,76		
Novembre	2,85	2,75		
Décembre	2,84	2,72		
Taux annuel moyen	2,93	2,81		



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

Pétrole Brut (1)	A fin août 2021	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	199,6	71,9
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	178,4	63,99

(1) Prix moyen pondéré

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

4- Prix des Produits pétroliers

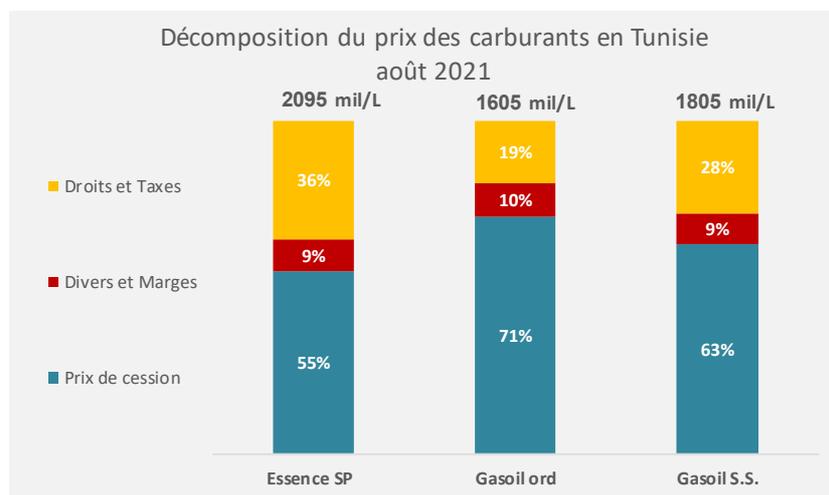
PRODUITS PETROLIERS	A fin août 2021					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges (3)	Prix de vente (4)
Essence SSP	Millimes/litre	1403	1149	747	198	2095
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1261	1141	301	163	1605
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1299	1137	504	164	1805
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1058	637	111	32	780
GPL domestique	Millimes/ kg	1613	214	75	304	592
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	20,98	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 août 2021
Prix d'importation Gaz Algérien	626	623
	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 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 août		Var (%)
	2020	2020	2021	
El borma	183	147	149	2%
Ashtart	209	140	144	3%
Hasdrubal	131	91	60	-34%
Adam	87	67	81	20%
M.L.D	75	55	61	11%
El Hajeb/Guebiba	99	58	88	51%
Cherouq	61	51	53	3%
Miskar	70	48	46	-5%
Cercina	72	48	45	-7%
Barka	100	65	52	-20%
Franig/Bag/Tarfa	58	39	28	-27%
Ouedzar	46	35	38	8%
Gherib	47	32	21	-34%
Nawara	28	14	49	241%
Halk el Manzel	0	0	185	-
Autres	265	199	181	-9%
TOTAL pétrole (kt)	1 530	1 090	1 280	17%
TOTAL pétrole (ktep)	1 566	1 116	1 307	17%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 550	1 104	1 294	17%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 587	1 131	1 322	17%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	136	93	108	16%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	149	102	118	16%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 686	1 197	1 402	17%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 737	1 233	1 441	17%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1280** kt à fin août 2021 enregistrant ainsi une hausse de **17%** par rapport à fin août **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 (-34%), Baraka (-20%), Gherib (-34%), Franig/bag./Tarfa (-27%), Cercina (-7%) et Miskar (-5%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+241), El Hajeb/Guebiba (+51%), Adam (+20%), M.L.D(+11%), et Ashtart (+3%).

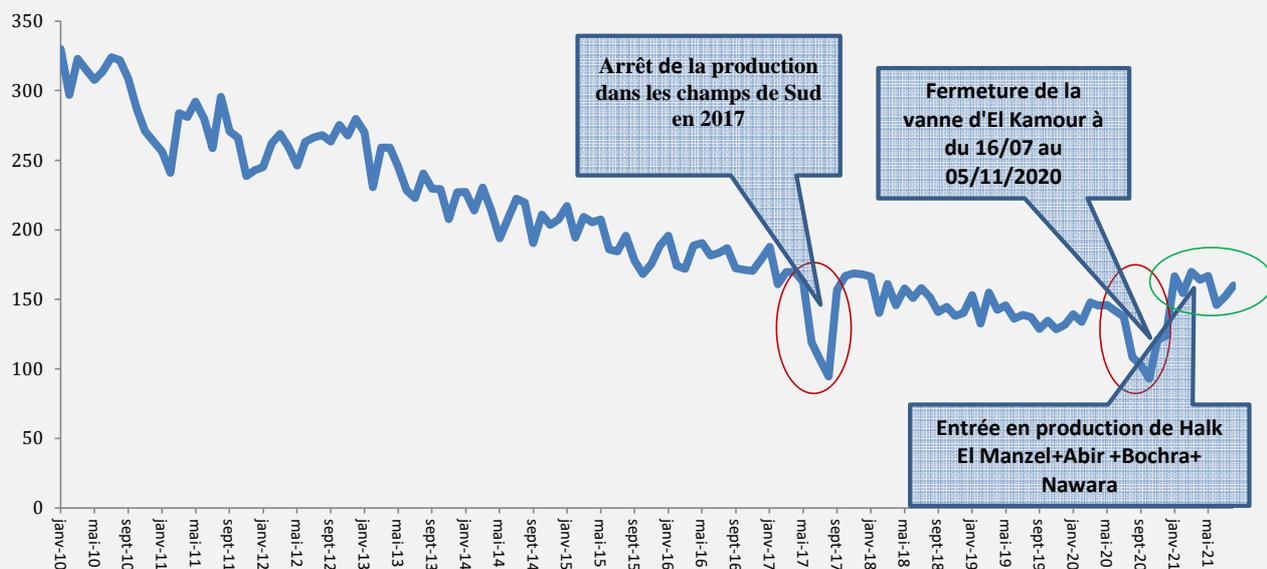
Il convient de noter :

- **Concession El-Bibane** : Reprise de la production le 30/08/2021, après réparation d'une panne technique.
- **Concession Robbana** : Arrêt planifié pour une opération de maintenance à partir du 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 l'invasion de manifestants à l'intérieur du site.
- **Concession Nawara**: Reprise de la production le 02-03-2021 après une maintenance planifiée qui a durée 01 jour.
- **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 depuis 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.
- **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.

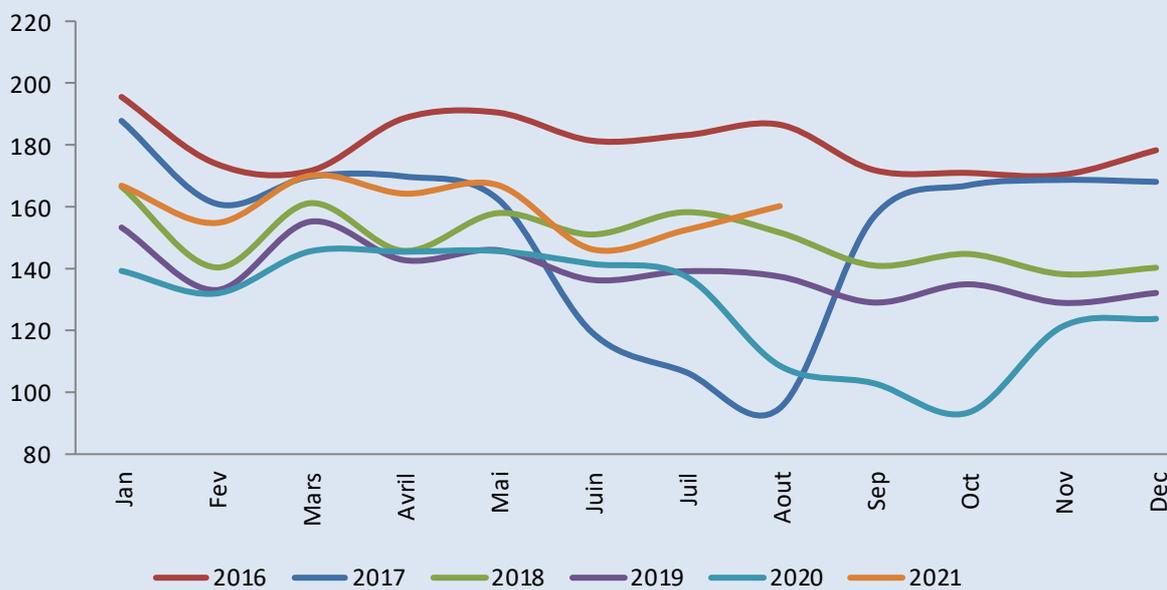
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **34.8** mille barils/j à fin août **2020** à **40.4** mille barils/j à fin août **2021**.

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

Production mensuelle de pétrole brut (kt)



Production mensuelle de pétrole brut (kt)



II-1-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin août				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 176	2 679	1 335	1 979	48%	-3%
Production nationale	1 646	1 903	1 081	1 329	23%	-3%
<i>Miskar</i>	522	920	356	336	-6%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	250	222	184	193	5%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	164	158	106	111	5%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	353	371	249	151	-39%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	51	14	24	44	82%	11%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	121	218	75	78	4%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	185	0	87	415	375%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	530	776	253	650	157%	-2%
Achats	2 793	619	2 010	1 526	-24%	9%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 417	2977	1483	2198	48%	-3%
Production nationale	1 623	2114	1202	1476	23%	-3%
<i>Miskar</i>	580	1022	395	373	-6%	-9%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	278	246	204	215	5%	-1%
<i>Gaz Chergui</i>	183	176	118	124	5%	-3%
<i>Hasdrubal</i>	392	412	277	168	-39%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	56	15	27	49	82%	11%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib</i> ⁽²⁾	135	243	84	87	4%	-9%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	206	0	97	461	375%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	589	863	281	722	157%	-2%
Achats	3 104	688	2234	1695	-24%	9%

(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

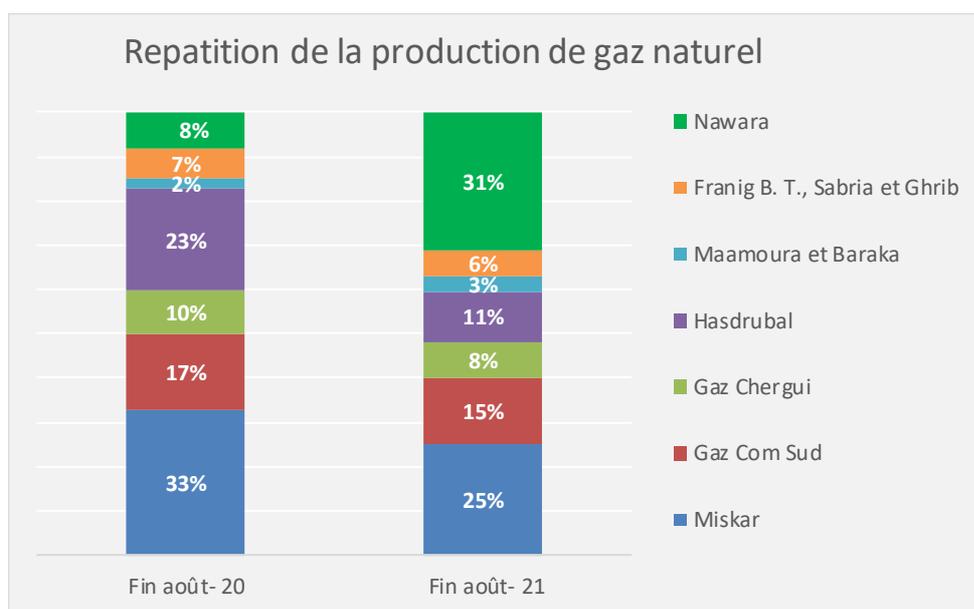
(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à partir du mois du juin 2021 totalisant, a fin août 2021, une quantité de 48,3 million de Cm³ regularisation en cours

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1979 ktep** à fin août **2021**, enregistrant ainsi une augmentation de **48%** 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 **157%**. **La production du gaz commercial sec** a augmenté, en effet, de **23%**.

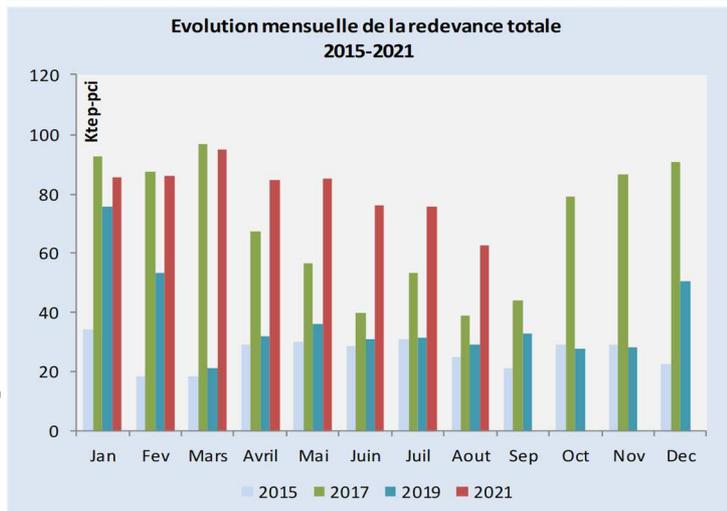
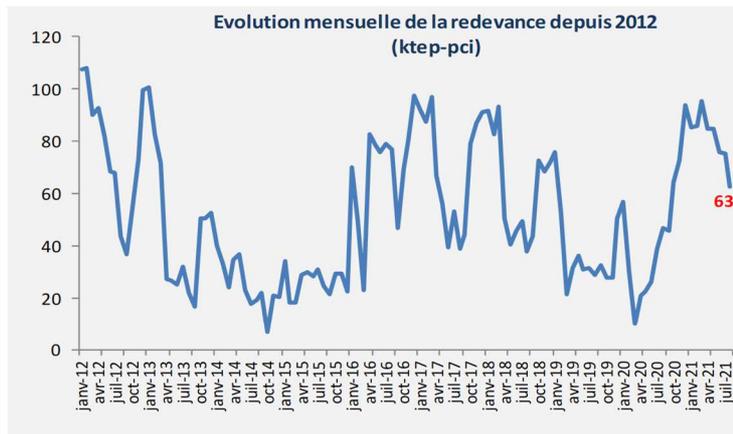
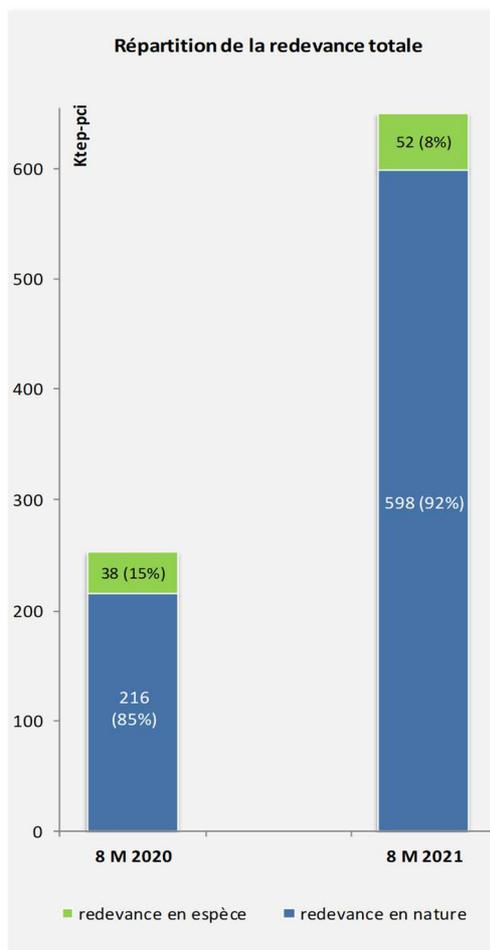
Il convient de noter :

- ✓ **Concession Nawara** : Ouverture des puits Ahlem-1, Ahlem-2 et Ritma-1 et augmentation de la production à **1.93 MM m³/j** en moyenne durant les huit premiers mois de **2021**. La production de Nawara a représenté **31%** de la production nationale du gaz commercial sec à fin août **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 **14%**.

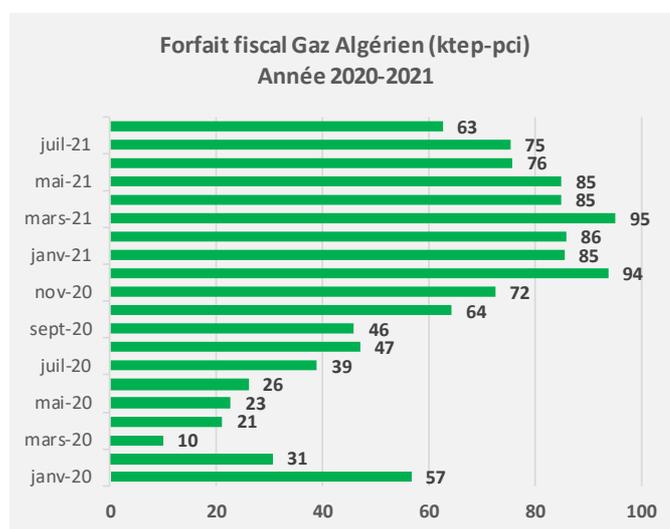


- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **39%**. Reprise du "**Puit A1**" le 23/03/2021. Tous les puits ont été fermés pour un entretien du 14/06/2021 au 15/07/2021.
- ✓ **Miskar** : baisse de la production de **6%**.
- ✓ **Gaz commercial du Sud** : hausse de la production de **5%**.
- ✓ **Maamoura et Baraka** : hausse de la production de **82%**.
- ✓ Augmentation du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**157%**) à fin août **2021** par rapport à fin août **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 (**92%**).



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** et qui a continué jusqu'au mois d'août **2021**.

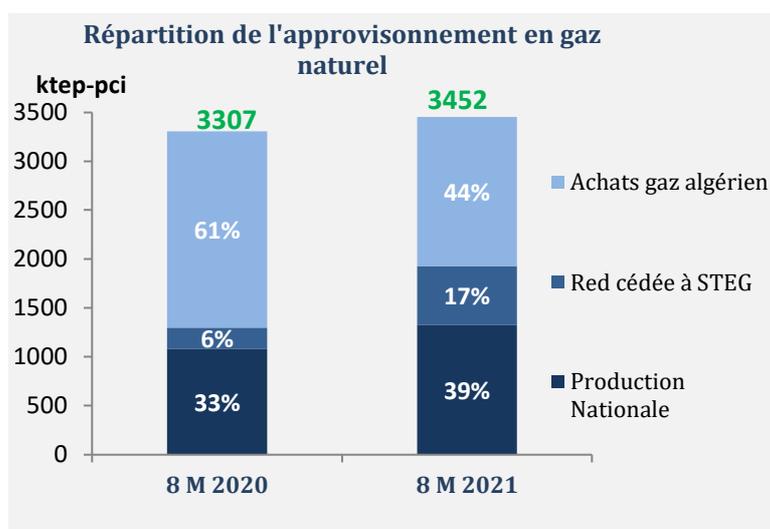


Les importations de gaz naturel :

Les achats de gaz algérien ont baissé de **24%**, entre fin août **2020** et fin août **2021**, pour se situer à **1526 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 **4%** entre fin août **2020** et fin août **2021** pour se situer à **3452** 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 **39%**.
2. Hausse de la part de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **6%** à **17%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **61%** à **44%**,



II-1-3-Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin août			Remarques
	2020 (a)	2021 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	18	19	8%	
Essence Sans Pb	34	53	57%	
Petrole Lampant	15	16	3%	
Gasoil ordinaire	328	439	34%	
Fuel oil BTS	298	349	17%	
Virgin Naphta	168	185	10%	
White Spirit	4	6	62%	
Total production STIR	864	1067	23%	
Taux couverture STIR (1)	32%	36%	13%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	15%	18%	22%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	217	243	12%	
Jours de fonctionnement du Platforming	87	136	56%	Unité en arrêt du 01/01/2021 au 11/01/2021. Unité en arrêt du 27/05 au 31/08/21.

2 Consommation d'hydrocarbures

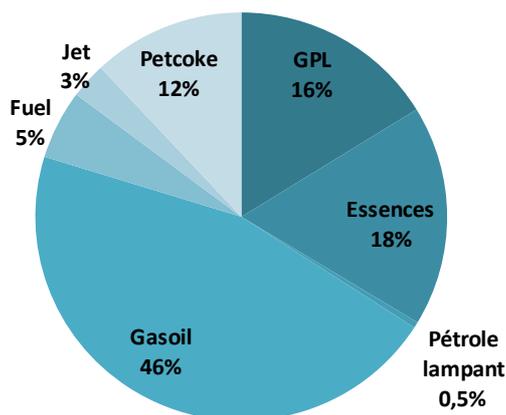
II-2-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2020	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
GPL	660	349,3	440	447	2%	2%
Essences	732	329,9	475	506	7%	4%
<i>Essence Super</i>	0	1,5	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	719	328,4	465	497	7%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0,0	9	9	-8%	-
Pétrole lampant	18,4	45,0	12,6	11,5	-9%	-12%
Gasoil	1958	1259,6	1239	1392	12%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1619	1187,7	1022	1131	11%	0%
<i>Gasoil SS</i>	333	71,9	212	258	21%	12%
<i>Gasoil premium</i>	6	0,0	4,1	4,2	2%	-
Fuel	229	257,3	148	152	2%	-5%
<i>STEG & STIR</i>	26	5,5	20	21	6%	13%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	203	251,8	128	131	2%	-6%
Fuel gaz(STIR)	7	1,9	1	6	-	11%
Jet	106	160,3	77	83	8%	-6%
Coke de pétrole	516	216,9	325	385	19%	5%
Total	4227	2620	2717	2983	10%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4193	2613	2696	2955	10%	1%

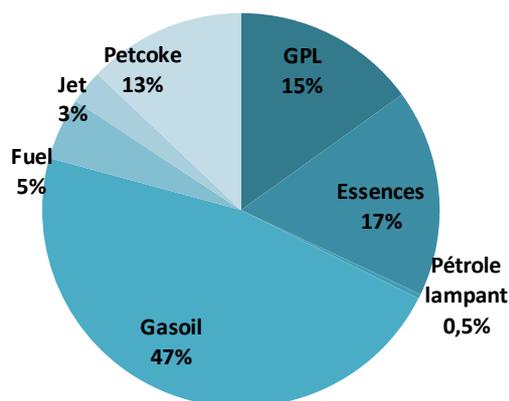
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre les huit premiers mois de **2020** et les huit premiers mois de **2021**, une hausse de **10%** pour se situer à **2983** ktep. Cette hausse est due principalement aux mesures de confinement général prises par le Gouvernement l'année dernière. Ainsi nous avons noté une augmentation de la demande des essences de **7%** et du gasoil de **12%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin août **2020** et fin août **2021**.

A fin août 2020



A fin août 2021

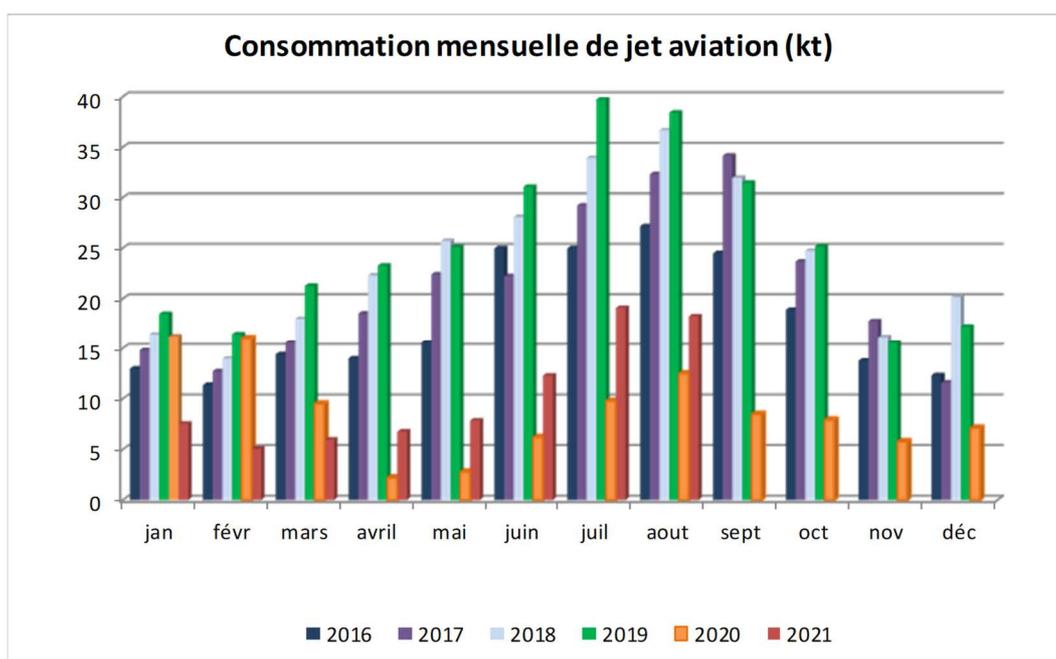


La consommation de carburants routiers a augmenté, à fin août **2021**, de **11%** par rapport à fin août **2020**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

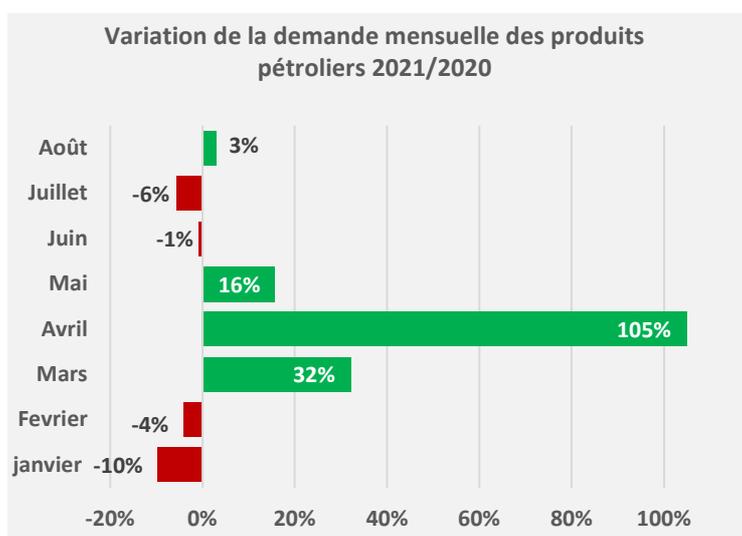
La consommation de GPL a augmenté de **2%** entre fin août **2021** et fin août **2020**, par contre, le pétrole lampant a diminué de **9%** durant la même période.

La consommation de coke de pétrole a augmenté entre les huit premiers mois de **2020** et les huit premiers mois de **2021** de **19%** (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 augmentation de **8%** à fin août **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, une petite reprise a été observée, à partir du mois d'avril **2021**, et qui progresse au fil des mois comme le montre la figure suivante :

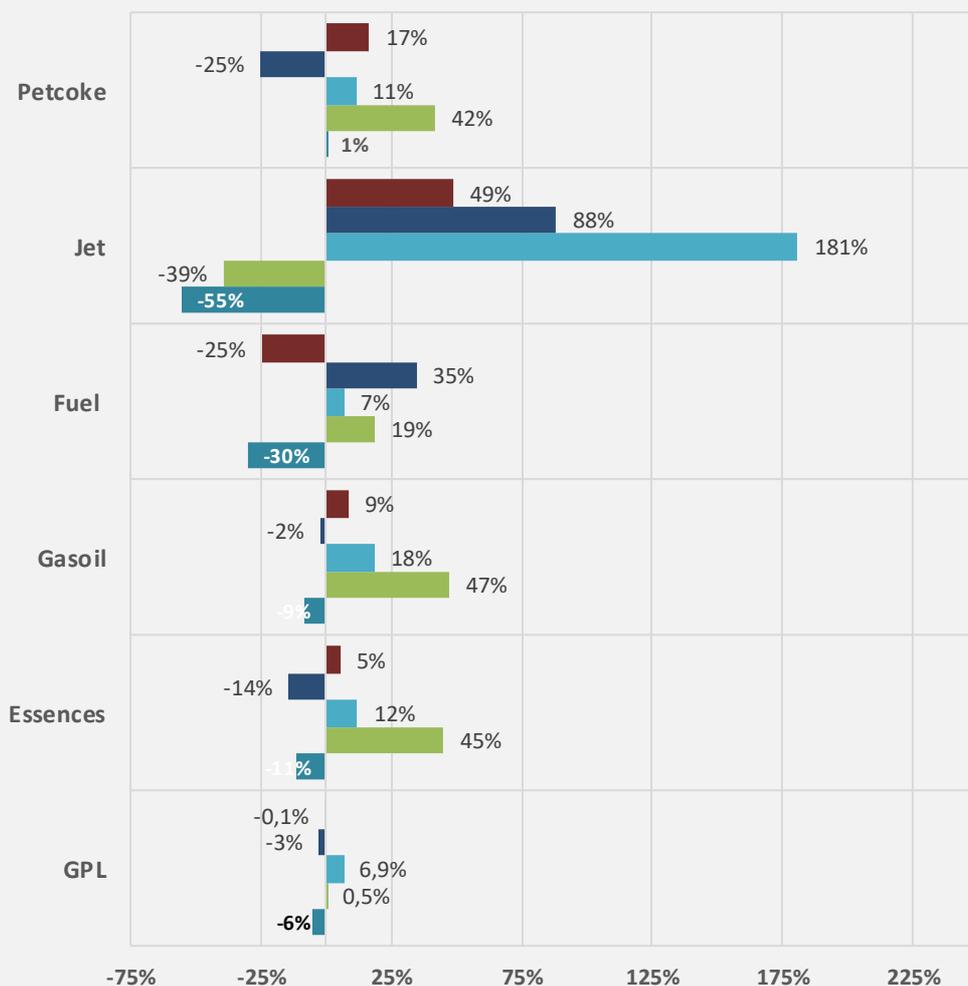


A signaler que la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une baisse de **10%** courant le mois de janvier **2021** et de **4%** courant le mois de février **2021**. Par contre, courant le mois de mars, avril et de mai **2021**, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré une hausse importante respective de **32%**, **105%** et **16%**. Courant le mois du juin et juillet 2021, la consommation totale des produits pétroliers a enregistré de nouveau une baisse respective de **1%** et **6%** et a enregistré une hausse, par contre, de **3%** courant le mois d'août **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 est diminué de **25%** et le GPL qui a enregistré une quasi stabilité.

Variation de la demande mensuelle des produits pétroliers 2021/2020



	GPL	Essences	Gasoil	Fuel	Jet	Petcoke
■ Août	-0,1%	5%	9%	-25%	49%	17%
■ Juillet	-3%	-14%	-2%	35%	88%	-25%
■ Mai	6,9%	12%	18%	7%	181%	11%
■ Mars	0,5%	45%	47%	19%	-39%	42%
■ janvier	-6%	-11%	-9%	-30%	-55%	1%

II-2-2 Gaz Naturel

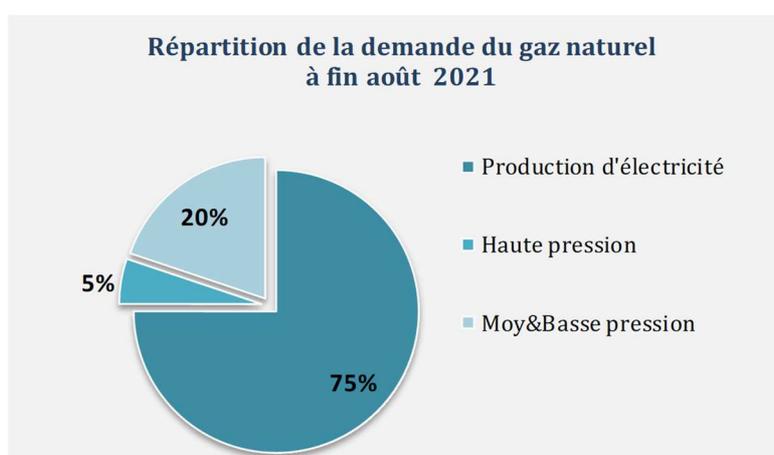
DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2020	A fin août				
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 844	2 944	3 304	3 445	4%	1%
Production d'électricité	3 680	2 158	2 556	2 585	1%	2%
Hors prod élec	1 164	786	747	861	15%	1%
Haute pression	233	257	148	178	21%	-3%
Moy&Basse pression	931	529	600	683	14%	2%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 382	3 271	3 671	3 828	4%	1%
Production d'électricité	4 089	2 398	2 840	2 872	1%	2%
Hors prod élec	1 293	873	830	956	15%	1%
Haute pression	259	285	164	198	21%	-3%
Moy&Basse pression	1 034	588	666	759	14%	2%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de **4%** entre fin août **2020** et fin août **2021** pour se situer à **3445 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère hausse de **1%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **15%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**75%** de la demande totale à fin août **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 **15%** pour se situer à **861 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a augmenté de **14%** et celle des clients haute pression de **21%** durant les huit premiers mois de **2021** par rapport à la même période de **2020**.

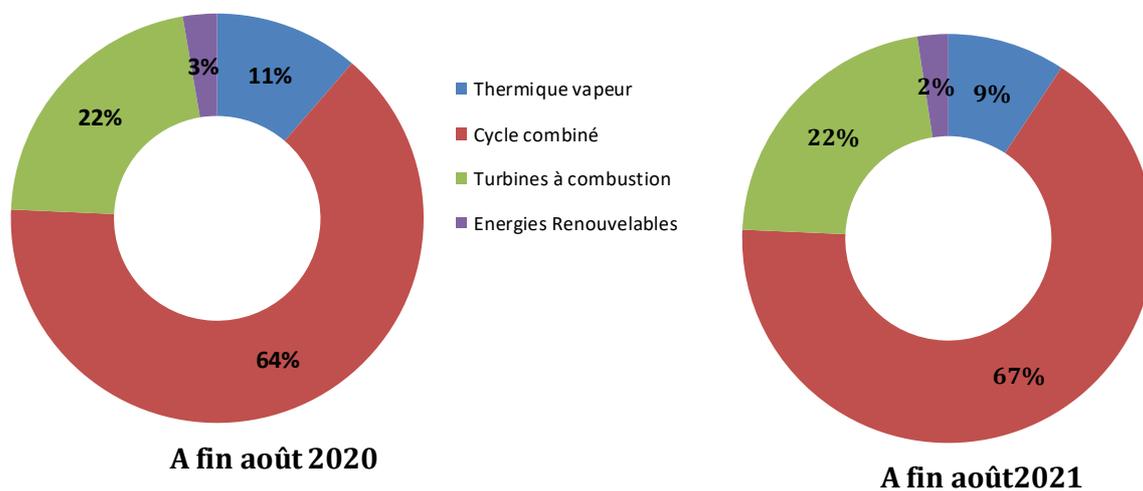


La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une diminution de **1%** entre fin août **2020** et fin août **2021** pour se situer à **214 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** durant les huit premiers mois de **2021**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une augmentation de **1%** seulement.

En effet, nous avons noté une augmentation à **67%** de la part des cycles combinés dans la production électrique à fin août **2021** contre **64%** en à fin août **2020**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3 Exploration et développement

	Réalisé 2020	Août		A fin août	
		2020	2021	2020	2021
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	1
Nb total des permis	24	25	23	25	23
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages développ.	4	1	0	4	1
Nb de découvertes	3	0	0	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin août **2021**, est de **23** dont **15** permis de recherche et **8** permis de prospection, couvrant une superficie totale de **81 767 km²**. Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** 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**.

Exploration

Acquisition sismique à fin août 2021

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

Forage d'exploration à fin août 2021

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

Développement

Forage d'un nouveau puits de développement à fin août 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.

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 15/08/2021 (2 ^{ème} phase) Forage en cours
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

- **Reprise des opérations de forages** pour les 3 puits « HEM 07H », « HEM 06H » et « HEM 05H » sur la concession Halk El Menzel (entamés en **2018**), le **6 octobre 2020**, pour la mise en production en **2021** après suspension 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).

III. Electricité et Energies Renouvelables

1 Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
STEG	16163	7 741	11 148	11556	4%	4%
FUEL + GASOIL	20	3	16	0,4	-98%	-18%
GAZ NATUREL	15631	7604	10771	11223	4%	4%
HYDRAULIQUE	46	41	34	24	-30%	-5%
EOLIENNE	465	93,2	328	301	-8%	11%
SOLAIRE ⁽¹⁾	0,2	0	0,20	7	3505%	-
IPP (GAZ NATUREL)	3415	2258	2323	2178	-6%	-0,3%
ACHAT TIERS	164	51	105	105	-0,3%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19742	10 050	13 576	13 838	2%	3%
Disponible pour marché local⁽²⁾	19142	10 048	13 063	14 356	10%	3%

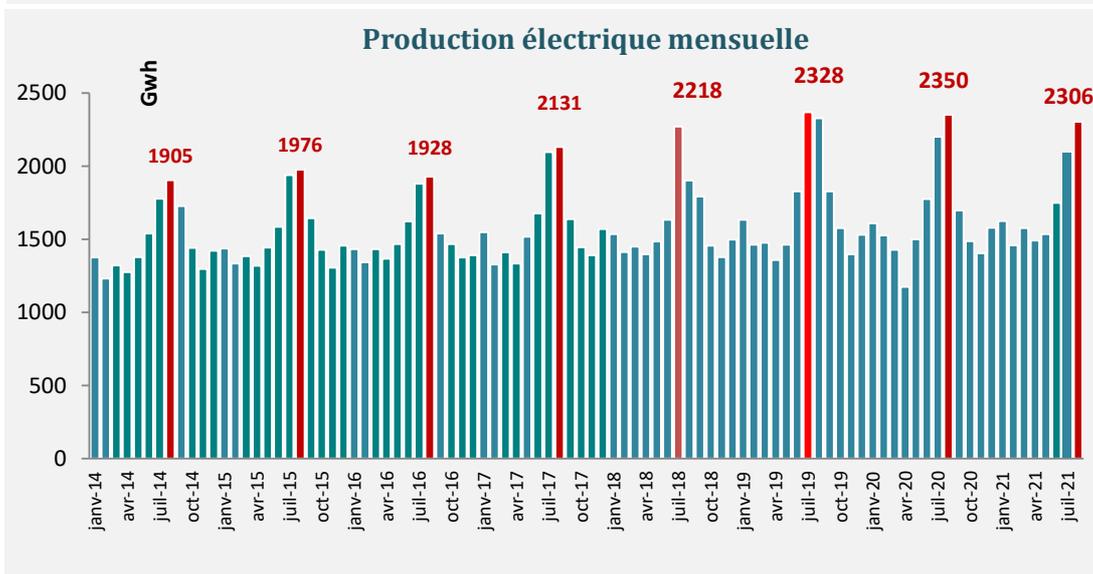
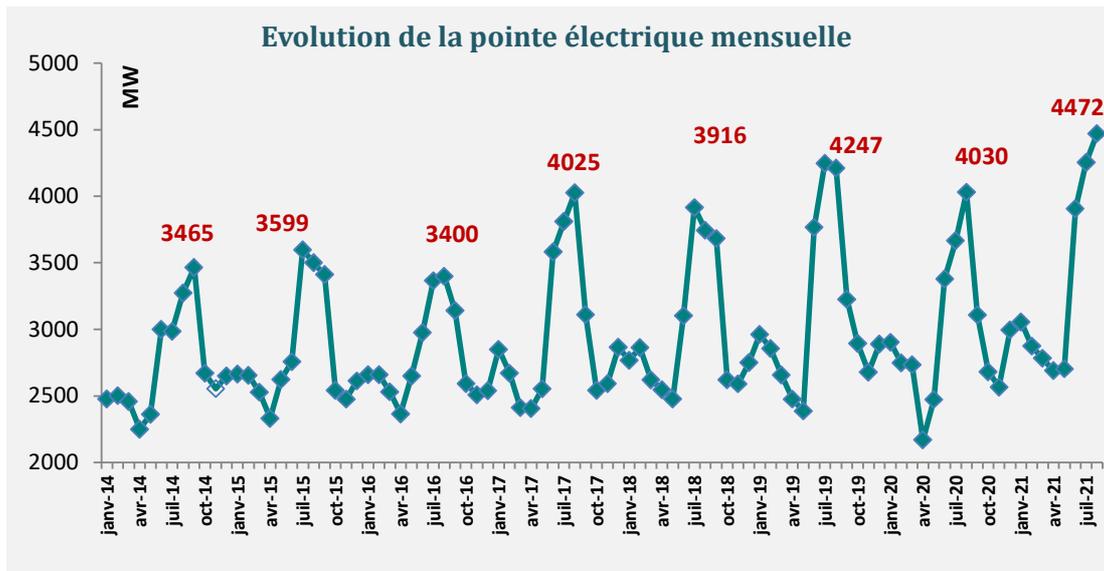
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

(2) production+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

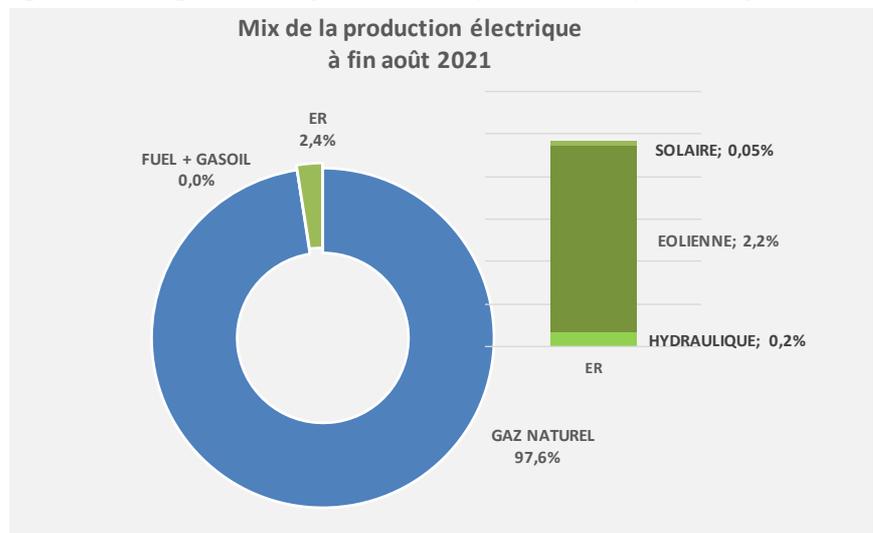
La production totale d'électricité a enregistré, à fin août **2021**, une hausse de **2%** pour se situer à **13 838 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **13 576 GWh** à fin août **2020**. Par contre, l'électricité destinée au marché locale a enregistré une augmentation plus importante de **10%**.

La pointe a enregistré une hausse de **11%** pour se situer à **4472 MW** à fin août **2021** contre **4030 MW** à fin août **2020** (un nouveau record).

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 **84%** 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 **2.4%** (en tenant compte de la production des centrales uniquement). Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin août **2021**.



VENTES D'ELECTRICITE

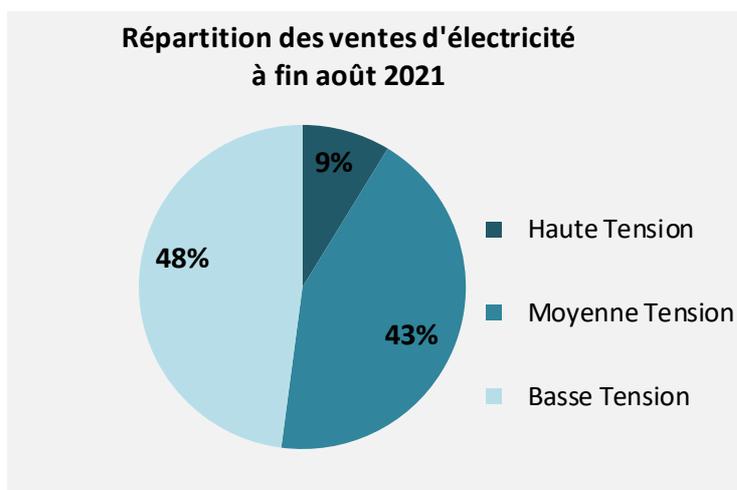
Unité : GWh

	Réalisé 2020	A fin août			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2020 (b)	2021 (c)		
VENTES**						
Haute tension	1178	859	726	904	24%	0,5%
Moyenne tension	6356	4063	4178	4485	7%	1%
Basse tension	7819	3614	4926	4962	1%	3%
TOTAL VENTES **	15353	8 536	9 830	10 351	5%	2%

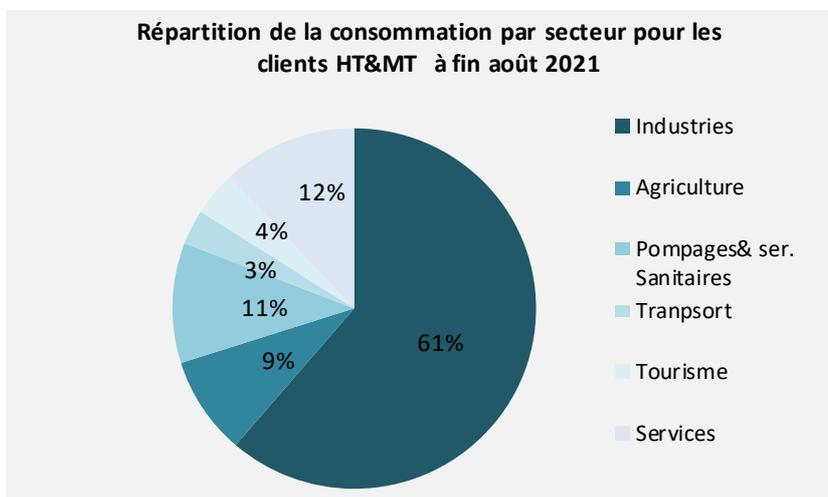
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **5%** entre fin août **2020** et fin août **2021**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une hausse de **24%**, pour celles des clients de la moyenne tension, elles ont enregistré une augmentation de **7%**.

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 août **2021**.



2 Energies renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin août 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).	118 MW environ installés
		MT/HT		230 autorisations octroyées pour une puissance totale de 43MW + 17 projets dont les autorisations en cours de publication au JORT de 2.2 MW au total.
	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 decembre 2021
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW		Début des travaux le 19/04/19 Taux d'avancement : 90% . Mise en production prévue en decembre 2021

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.

Date de la publication : le 8/10/2021