

Sommaire



Bilan et Economie d'Energie

- 1- Bilan d'énergie primaire
- 2- Echanges commerciaux
- 3- Prix de l'énergie



Hydrocarbures

- 1-Production d'hydrocarbures
- 2-Consommation d'hydrocarbures
- 3-Exploration et Développement

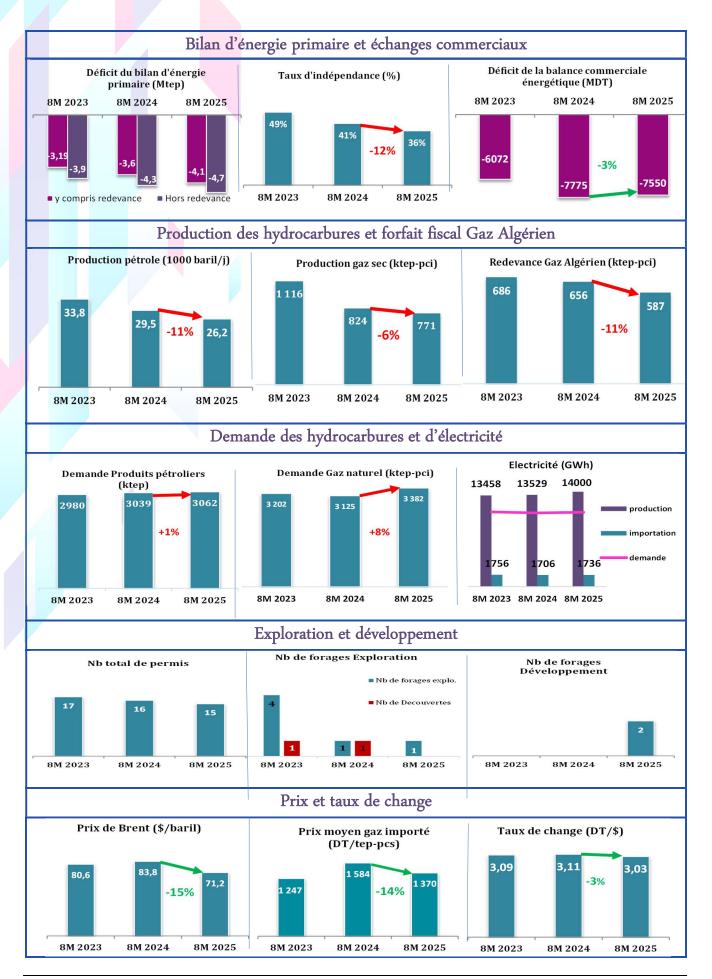


Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication : 14 octobre 2025

Faits marquants du mois d'août 2025



Chapitre 1 Bilan et économie de l'énergie



						Unité: ktep-	
	D (11 (A fin août				
	Réalisé en 2024	2015	2024	2025	Var (%)	TCAM (%	
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)	
RESSOURCES	3730	3554	2577	2367	-8%	-4%	
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	1659	944	856	-9%	-6%	
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	161	95	86	-10%	-6%	
Saz naturel	2121	1702	1480	1358	-8%	-2%	
Production	1212	1488	824	771	-6%	-6%	
Redevance	909	214	656	587	-11%	11%	
llec primaire	84	32	58	66	14%	7%	
DEMANDE	9126	6121	6222	6510	5%	1%	
roduits pétroliers ^(*)	4548	3186	3039	3062	1%	-0,4%	
az naturel	4493	2903	3125	3382	8%	2%	
lec primaire	84	32	58	66	14%	7%	
SOLDE							
vec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5396	-2567	-3645	-4143]		
ans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6305	-2782	-4301	-4730]		
Demande des produits pétroliers : hors consommati	on non énergétique (lui	brifiants+bitumes+	W Spirit)				
e gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergo gaz sec)	étique en pouvoir calori	ifique inférieur PCI,	seule la quantité d	u gaz commercial	e est prise en compt	e dans le bilan	
es ressources et la demande d'énergie primaire air nergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni a	•				•	e la biomasse-	
(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes (provisoire)							

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.4** Mtep à fin août **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **8**%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **68**% de la totalité des ressources d'énergie primaire.

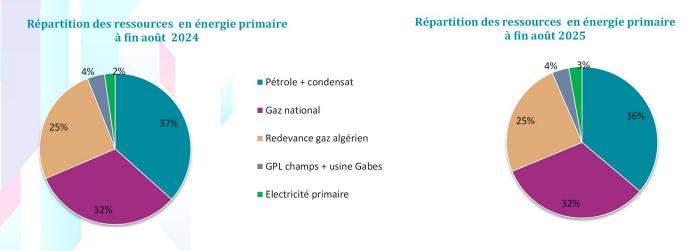
(*) Données provisoires pour le mois d'août 2025

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

Bilan énergétique

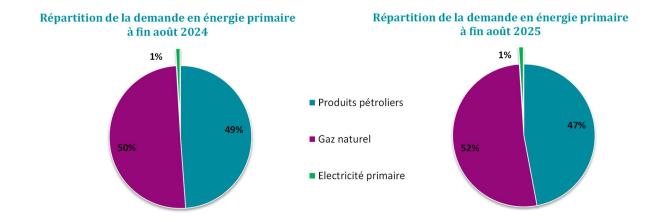
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **11**% à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**.



La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juillet **2025** et fin août **2024** une hausse de **5**%: la demande du gaz naturel a augmenté de **8**% et celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de **1**%.

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 **49**% à fin août **2024** à **47**% durant la même période de **2025**. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de **50** % à fin août **2024** à **52**% à fin août **2025**.



Bilan énergétique

En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août 2025, un déficit de 4.1 Mtep enregistrant ainsi une hausse de 14% par rapport à fin août 2024. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à 36% à fin août 2025 contre 41% à fin août 2024.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** à fin août **2025** contre **31**% durant la même période de **2024**.

		Quantité (kt)		Qu	Quantité (ktep-PCI)		Valeur (MDT)		
	2024	A fin août 2025	Var (%)	2024	A fin août 2025	Var (%)	2024	A fin août 2025	Var (%
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							2291	1446	-37%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾							1379	1140	-17%
ETAP	534	601	12%	547	616	13%	1046	888	-15%
PARTENAIRES (8)							333	252	-24%
PL Champs	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
ETAP	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
PARTENAIRES (8)									
RODUITS PETROLIERS	457	194	-57%	463	197	-57%	894	292	-67%
Fuel oil (BTS)	243	103	-58%	238	101	-58%	453	146	-68%
Virgin naphta	214	91	-57%	225	96	-57%	442	146	-67%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
EDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
MPORTATIONS				5607	5769	3%	10067	8995	-11%
TROLE BRUT (3)	627	433	-31%	644	445	-31%	1414	766	-46%
RODUITS PETROLIERS	2690	2813	5%	2692	2814	5%	5811	5302	-9%
GPL	362	373	3%	400	413	3%	644	719	12%
Gasoil ordinaire	718	858	19%	737	881	19%	1755	1813	3%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	353	319	-10%	363	328	-10%	884	672	-24%
let	186	204	10%	193	212	10%	510	456	-10%
Essence Sans Pb	585	552	-6%	611	577	-6%	1615	1232	-24%
Fuel oil (HTS)	79	84	6%	78	82	6%	127	121	-4%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	407	422	4%	310	322	4%	277	289	4%
ZNATUREL				2271	2510	11%	2842	2927	3%
Redevance totale ⁽²⁾				656	587	-11%	0	0	-
Achat (5)				1615	1923	19%	2842	2927	3%

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

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

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **37**% accompagnée par une baisse des importations en valeur de **11**%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **7775 MDT** à fin août **2024** à **7550 MDT** à fin août **2025**, soit une baisse de **3**% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

⁽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 energétique comme importation à valeur nulle / Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en juillet 2025 d'une quantité de 257 millions de Cm3, en cours de regularisation.

⁽³⁾ Importation STIR à partir de 2015

⁽⁴⁾ chiffres provisoires.

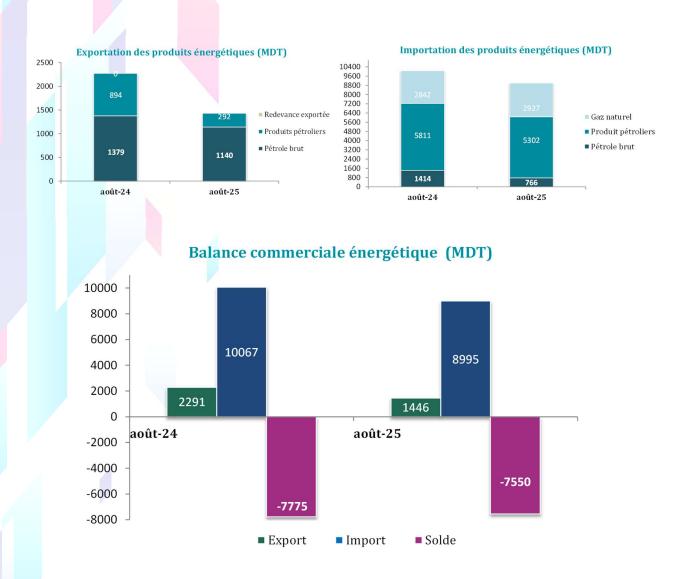
⁽⁵⁾ Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

⁽⁶⁾ 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

⁽⁷⁾ Hors électricité importée de l'Algérie et de la libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

⁽⁸⁾ Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2024 et 2025

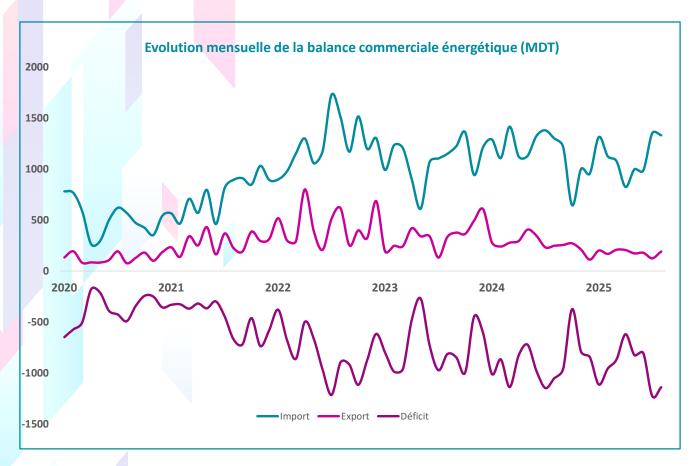
Les échanges commerciaux



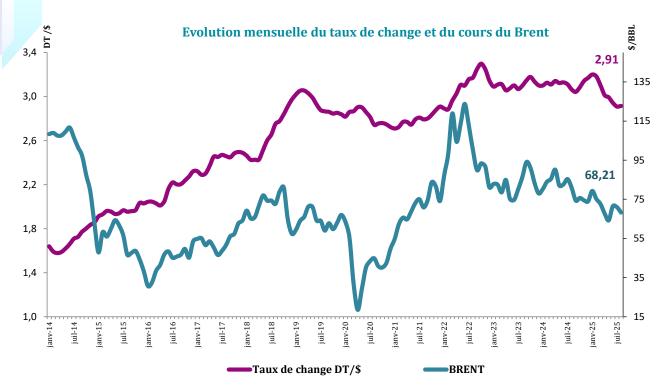
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont trés sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indéxés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+) et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est améloiré (+) à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**.

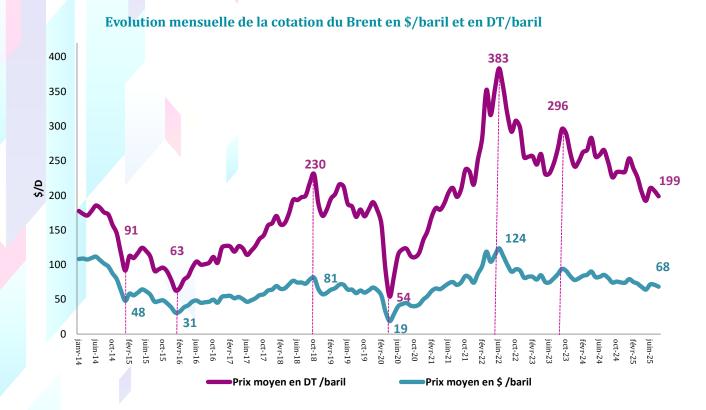
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois d'août **2025**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **13**\$/bbl par rapport au mois d'août **2024** : **80.9**\$/bbl en août **2024** contre **68.2** \$/bbl en août **2025** et **70.1**\$/bbl courant le mois de juillet **2025**.

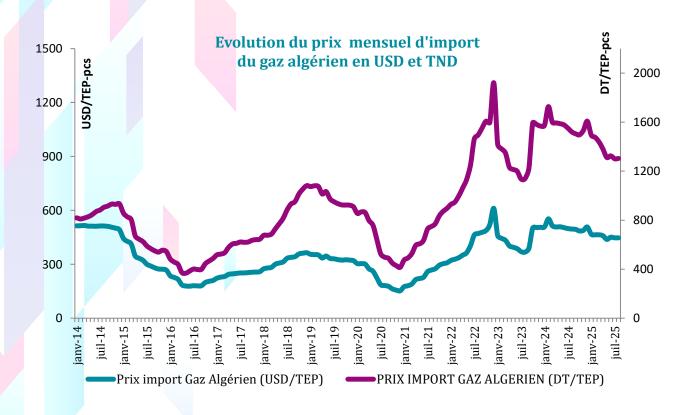


Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de 5% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (+) Entre fin août **2024** et fin août **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **15%** : **83.8**\$/bbl contre **71.2**\$/bbl.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin août **2024** et fin août **2025** de **3**%. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs années, atteignant **2,91** en août **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14**% en DT et de **11**% en \$ entre fin août **2024** et fin août **2025**.



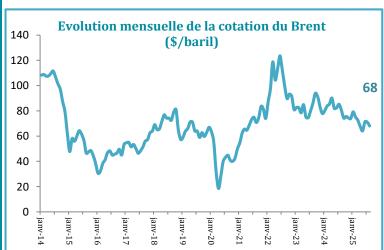
Depuis 2020, le dinar tunisien s'est déprécié face au dollar en raison de la pandémie de COVID-19 et de la hausse des prix de l'énergie. Après avoir atteint un point bas en décembre 2020, les prix du gaz ont connu une reprise en janvier 2021. Une nouvelle baisse a été observée en janvier 2023, suivie d'une reprise à la hausse dès octobre 2023. Les prix du gaz ont connu une tendance globalement baissière à partir de janvier 2024.

- (+) Les importations des produits pétroliers à fin août **2024** ont diminué par rapport à fin août **2025** de **9%** en valeur.
- (+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **31**% et en valeur de **46**% à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**.
- (--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **57**% en quantité et de **67**% en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

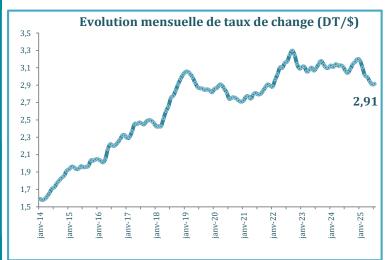
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3	70,99	-17%
Août	80,9	68,2	-16%
Septembre	74,3		
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel moyen	80,8		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13	3,18	2%
Mars	3,11	3,10	-0,2%
Avril	3,14	3,01	-4%
Mai	3,12	2,99	-4%
Juin	3,13	2,94	-6%
Juillet	3,11	2,91	-7%
Aout	3,07	2,91	-5%
Septembre	3,04		
Octobre	3,09		
Novembre	3,14		
Décembre	3,17		
Taux annuel moyen	3,11		



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

Pétro	_	Descript	(1)
	10.0	DI III	
			V /

A fin août 2025				
DT /bbl	\$/bbl			

Prix de l'importation STIR (CIF)
Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

233	79
207	69

(1) Prix moyen pondéré

PRODUITS PETROLIERS

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

4. Produits pétroliers

Essence SSP
Gasoil ordinaire
Gasoil S.S.
Fuel oil lourd (N°2) HTS
GPL domestique
GPL (Bouteille 13kg)

A fin août 2025						
Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾	
Millimes/litre	1722	1498	815	211	2525	
Millimes/litre	1784	1464	345	176	1985	
Millimes/litre	1775	1478	550	177	2205	
DT/t	1446	846	140	44	1030	
Millimes/kg	1925	264	85	328	677	
DT/Bouteille	25,02	3,43	1,11	4,27	8,80	

(1) Prix moyen pondéré

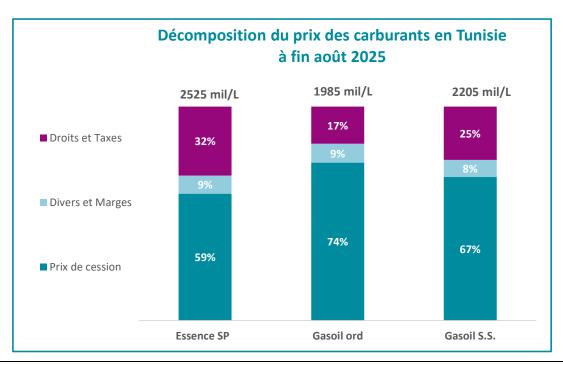
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) +

TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 24/11/2022

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de

transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs



Les prix d'exportation et d'importation de pétrole brut et des produits pétroliers des tableaux 3 et 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période de l'exercice. Les quantités importées/exportées étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national ce qui peut impacter la moyenne.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

Prix d'importation Gaz Algérien

Année 2023	Année 2024	A fin août 2025
1321	1567	1371

Prix de vente Global (hors taxe)

Coût de revient moyen

Resultat unitaire (1)

Année 2023	Année 2024 ⁽²⁾
662,2	647,4
1769,9	1618,9
-1107,6	-971,6

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

6. Electricité

ELECTRICTE (millimes/kWh)	Année 2023	Année 2024 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	288,1	290,3
Coût de revient moyen	472,5	481,3
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-184,4	-190,9

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

Le calcul de la subvention unitaire des produits pétroliers peut se faire à titre indicatif en comparant le prix de cession au prix d'importation pour les produits pétroliers et le prix de vente par rapport au cout de revient pour l'électricité et le gaz

⁽²⁾ provisoire

⁽²⁾ provisoire

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIP	AUX CHAMP) FE I NULIE	ILS		
			Ur	ité : kt et kt	
Champ	Réalisé	A fin	août		
Champ	2024	2024	2025	Var (%]	
El borma	175,0	113,5	109,3	-4%	
Ashtart	137,1	93,1	76,9	-17%	
Hasdrubal	67,2	47,1	41,9	-11%	
Adam	106,3	71,1	61,5	-13%	
M.L.D	47,3	29,9	31,8	6%	
El Hajeb/Guebiba	88,3	61,0	51,7	-15%	
Cherouq	43,5	29,8	28,8	-3%	
Miskar	43,9	30,8	28,8	-6%	
Cercina	68,3	45,6	46,1	1%	
Barka	21,3	17,4	3,1	-82%	
Franig/Bag/Tarfa	33,2	23,3	19,5	-16%	
Ouedzar	37,2	25,1	24,8	-1%	
Gherib	56,5	39,3	31,0	-21%	
Nawara	72,5	54,2	28,7	-47%	
Halk el Manzel	51,1	34,6	30,3	-12%	
Autres	293,7	195,5	210,2	8%	
OTAL pétrole (kt)	1 342	911	824	-10%	
TOTAL pétrole <i>(ktep)</i>	1 374	933	844	-10%	
OTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	921	837	-9%	
ГОТАL pétrole brut et Condensat (<i>Ktep</i>)	1 390	944	856	-9%	
	1				
GPL Primaire					
TOTAL GPL primaire (kt)	130	87	79	-10%	
FOTAL GPL primaire (Ktep)	142	95	86	-10%	
Pétrole + Condensat + GPL primaire]				
FOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	1 009	915	-9%	
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	1 039	943	-9%	

^{*} La production du mois d'août 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **824 kt** à fin août **2025** enregistrant ainsi une baisse de **10**% par rapport à fin août **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir à savoir Nawara (-47%), Ashtart (-17%), Barka (-82%), El Hajeb/Guebiba (-15%), Adem (-13%), Gherib (-21%), Halk el Manzel (-12%), Hasdrubal (-11 %) et Ch.Essaida (-37%).

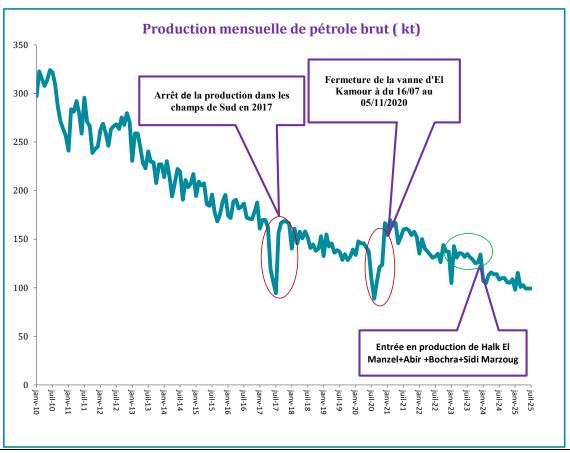
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+62%), Gremda/El Ain (+273%), D.S.T (+52%), M.L.D (+6%) et Bir Ben Tartar (+6%).

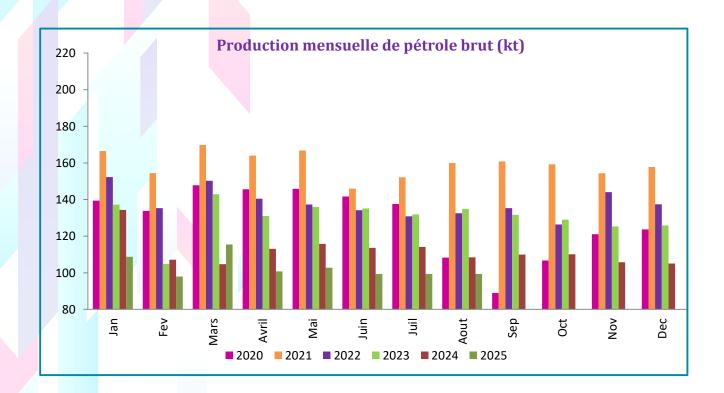
Il convient de noter:

- Concession Ashtart: Arrêt de production entre le 27 juin 2025 et 8 juillet 2025 pour des travaux de maintenance
- **Concession Nawara**: Reprise de la production le **15** Mai **2025** après un arrêt de la production (Shut down) depuis le **03** Mai **2025** pour des travaux de maintenance
- Concession Benefsej Sud: Remise en production le 03 février 2025

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **29.5** mille barils/j à fin août **2024** à **26.2** mille barils/j à fin août **2025**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010**.





2. Ressources en gaz naturel

	RESSOURCES I	EN GAZ NATU	IREL			
	Réalisé 2024	2015 (a)	A fin août 2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	2 121	1 702	1 480	1 358	-8%	Unité : ktep-pci -2%
Production nationale	1 212	1 488	824	771	-6%	-6%
Miskar	317	466	222	206	-7%	-8%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	181	216	120	124	3%	-5%
Gaz Chergui	98	154	67	71	5%	-7%
Hasdrubal	159	495	111	98	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	19	71	9	8	-9%	-19%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	131	85	89	81	-9%	-0,5%
Chalbia + Benefsej	0	0	0	30	_	-
Nawara ⁽⁴⁾	306	0	204	152	-25%	_
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	214	656	587	-11%	11%
Achats	2 290	1 473	1 615	1 923	19%	3%
						Unité: ktep-pcs
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	2 356	1 891	1 644	1 509	-8%	-2%
Production nationale	1347	1653	915	856	-6%	-6%
Miskar	353	518	246	229	-7%	-8%
Gaz Com Sud (1) (3)	201	240	134	138	3%	-5%
Gaz Chergui	109	171	75	79	5%	-7%
Hasdrubal	176	550	124	108	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	22	79	10	9	-9%	-19%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	145	95	99	90	-9%	-0,5%
Chalbia + Benefsej	0	0	0	33	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	340	0	227	169	-25%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	238	729	652	-11%	11%
Achats	2 544	1 637	1 795	2 137	19%	3%

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

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1358** ktep-pci, à fin août **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **8**% par rapport à la même période de l'année précédente. La production nationale du gaz commercial sec a diminué, en effet, de **6**%, la

⁽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

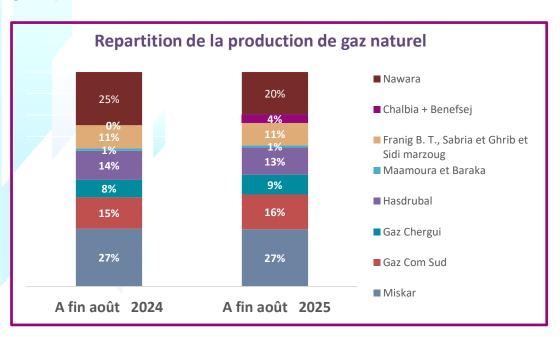
⁽⁴⁾ Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

⁽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 en juillet 2025 d'une quantité de 257 millions de Cm3 , en cours de regularisation.

redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de 11% à fin août 2025 par rapport à fin août 2024 en se situant à 587 ktep-pci.

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin août **2024** et fin août **2025**.

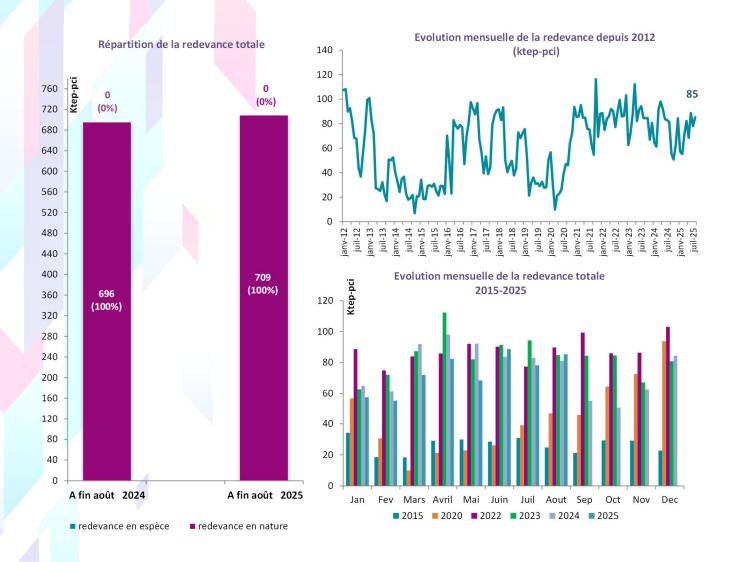


Il convient de noter:

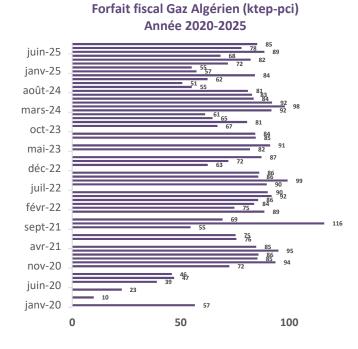
- ✓ **Champ Hasdrubal**: baisse de la production de **12**%.
- ✓ **Champs Nawara**: baisse de la production de **25**%.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **3**%.
- ✓ **Champ Miskar**: baisse de la production de **7**%.

Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **11**% à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**. 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 (**100**% pour le mois d'août **2025**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré en juillet **2025** d'une quantité de **257** millions de Cm3, en cours de régularisation.



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins, une amélioration a été observée à partir du mois de juillet **2020** et s'est poursuivie au cours des années suivantes.

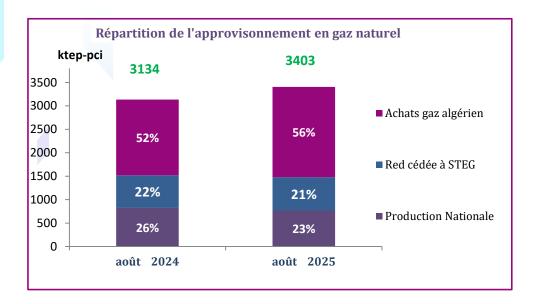


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de 19%, entre fin août 2024 et fin août 2025, pour se situer à 1923 ktep-pci.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **9** % entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **3403** ktep. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

- 1. Baisse de la part du gaz national de 26 % à 23%.
- 2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de 22% à 21%.
- 3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **52** % à **56**%.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage								
		A fin août		Remarques				
	2024	2025	Var (%)	Remarques				
	(a)	(b)	(b)/(a)					
	1			en ktep				
GPL	16	8	-51%					
Essence Sans Pb	0	0	-					
Petrole Lampant	9	6	-31%					
Gasoil ordinaire	387	186	-52%					
Fuel oil BTS	273	123	-55%					
Virgin Naphta	231	113	-51%					
White Spirit	7	6	-24%					
Total production STIR	925	442	-52%					
Taux couverture STIR (1)	30%	14%	-53%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.				
Taux couverture STIR (2)	14%	7%	-51%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.				
Jours de fonctionnement du Topping	244	119	-51%	Arrêt technique depuis le 01/11/2024.				
Jours de fonctionnement du Platforming	0	0	-	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024				

La STIR est à l'arrêt de janvier à avril **2025** pour des opérations de maintenance. Cet arrêt concerne à la fois l'unité de Topping et celle de Platforming

1. Produits pétroliers

CONTRO	3 6 3 6 A TO 3 O 3 I	DEC DECENTE	DEED OF TED (*)
CONSO	IMIMATTON	DES PRODUITS	PETROLIERS (*)

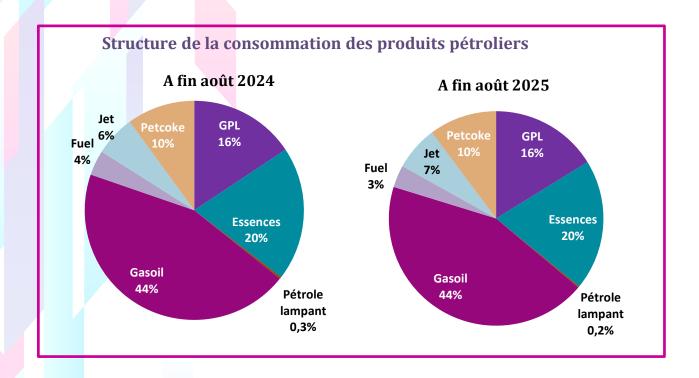
						Unité : kte
			A fin août			
	Réalisation en 2024	2015	2024	2025	Var (%)	TCAM(%)
	CH 2021	(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	690	398	475	496	4%	2%
Essences	870	430	602	604	0,4%	3%
Essence Super	0	0	0	0	-	-
Essence Sans Pb	859	430	594	596	0,3%	3%
Essence premium	11	0	7,5	8,1	8%	-
Pétrole lampant	12	35	8,6	5,8	-33%	-16%
Gasoil	2 063	1343	1354	1336	-1%	0%
Gasoil ordinaire	1 584	1158	1030	1007	-2%	-1%
Gasoil SS	472	185	320	324	1%	6%
Gasoil premium	7	0	4,50	4,64	3%	-
Fuel	175	187	112	102	-9%	-6%
STEG & STIR	30	22	23	12	-49%	-6%
Hors (STEG & STIR)	145	165	90	91	1%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	155	182	205	13%	3%
Coke de pétrole	473	423	305	312	2%	-3%
Total	4548	2971	3039	3062	1%	0,3%

^{*} La consommation du mois d'août est estimée

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin août **2024** et fin août **2025**, une légère hausse de **1**% pour se situer à **3062** ktep. Ainsi, nous avons observé une quasi-stabilité pour l'essence, une hausse de **13**% pour le jet d'aviation et **2**% pour le coke de pétrole. Cependant, la demande du gasoil a enregistré une légère baisse de **1**%.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin août **2024** et fin août **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de **4** % à **3** % et le Jet de **6** % à **7** % sur la même période.

Consommation d'hydrocarbures

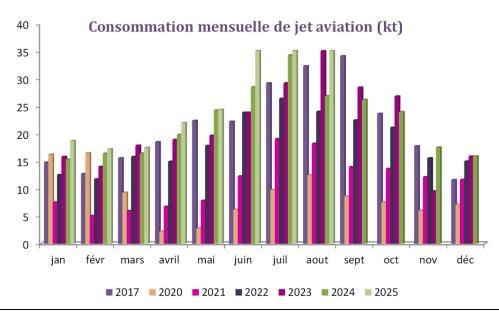


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2024** et fin août **2025**, une légère baisse de **1**%. Elle représente **64**% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin août **2024** et fin août **2025**, une hausse de **4**%.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de 2% fin juillet 2024 et fin août 2025 (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse de 13% à fin août 2025 par rapport à la même pèriode de l'année précédente.



2. Gaz Naturel

	DEMANDE D	E GAZ NATU	REL			
			A fin août			
	Réalisé 2024	2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%)
	2024	(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
						Unité : ktep-pci
DEMANDE	4 493	3 121	3 125	3 382	8%	1%
Production d'électricité	3 168	2 267	2 243	2 479	11%	1%
Hors prod élec	1 325	855	882	902	2%	1%
Haute pression	334	189	220	228	4%	2%
Moy&Basse pression	991	666	662	674	2%	0,1%
						Unité: ktep-pcs
DEMANDE	4 992	3 468	3 472	3 757	8%	1%
Production d'électricité	3 520	2 518	2 493	2 755	11%	1%
Hors prod élec	1 472	950	980	1 003	2%	1%
Haute pression	371	210	244	253	4%	2%
Moy&Basse pression	1 101	740	735	749	2%	0,1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de 8% entre fin août 2024 et fin août

2025 pour se situer à 3382 ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de 11%, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de 2%.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (73% de la demande totale à fin août 2025), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ 94%.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin août 2025

Production d'électricité

Haute pression

Moy&Basse pression

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de 2% pour se situer à 902 ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de 2% et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de 4%.

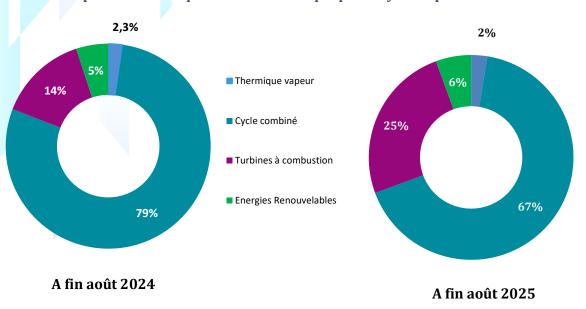
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregsitré une hausse de 8% entre fin août 2024 et fin août 2025 pour se situer à 212 tep/GWh.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregsitré une hausse de **3**% entre fin août **2024** et fin août **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production éléctrique de **79**% à **67**% entre fin août **2024** et fin août **2025**.

Répartition de la production éléctrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	D4-1:-4 2024	Août		A fin août	
	Réalisé 2024	2024	2025	2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abondonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	15	16	15	16	15
Nb de forages explo.	1	0	1	1	1
Nb forages dévelop.	0	0	0	0	2
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin août **2025**, est de **15** dont **14** permis de recherche et **1** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : <u>www.energiemines.gov.tn</u>).*

Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **34** de ces concessions en production et directement dans **3** (la liste des concessions en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn).

Exploration

Acquisition sismique à fin août 2025

• Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin août **2025**.

Forage d'un (1) puits d'exploration à fin août 2025

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-W1	Sidi marzoug	06/08/25	Profondeur actuelle : 1184 m. Forage en cours.

Poursuite de forage d'un (1) puits d'exploration entamé en 2023 :

	Intitulé du	Permis /	Début	D'a livra
Nb	puits	Concessions	du forage	Résultats
				Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits.
01	01 Chaal-2	Chaal	25/10/23	Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024.
	Chiadi 2		20, 20, 20	Fin de forage le 2/6/2024
				Profondeur finale : 4695 m.
				Préparatifs pour le test du puits.

<u>Développement</u>

• Forage de deux (2) nouveaux puits de développement à fin août 2025 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	Profondeur actuelle : 1843 m. Forage achevé.
02	CRG-12 ST	Chergui	25/03/2025	Profondeur actuelle : 1892 m. Forage en cours.

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



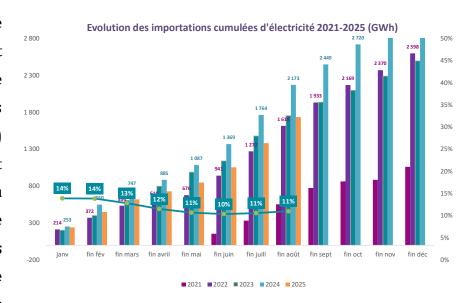
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

	PRODUCTION	D'ELECTR	ICITE			
						Unité : GWh
			A fin août			
	Réalisé 2024	2015	2024	2025	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
STEG	18617	10 211	12 966	13298	3%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	1,00	17	-	-33%
GAZ NATUREL	18156	8961	12699	13056	3%	4%
HYDRAULIQUE	16	53	12	9	-21%	-16%
EOLIENNE	337	324	228	191	-16%	-5%
SOLAIRE	37	0	26	25,6	0%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	2153	0	0	-	-100%
IPP Solaire (3)	34	0	27	46	74%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0	385	501	30%	-
ACHAT TIERS	187	55	152	154	1%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19395	12 419	13 529	14 000	3%	1%
Echanges	-1,1	-23	1	38	-	
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	1706	1736	2%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	27	8	0	-100%	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21810	12369	15228	15775	4%	2%
(1) la production des autoproducteurs est comptab	ilisée (BT+MT).					
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-v	entes Gecol					
(3) Provisoire						

La production nationale d'électricité a enregistré, à fin août 2025, une hausse de 3% pour se situer à 14000 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 13529 GWh à fin août 2024. La production distinée au marché local a enregistré une hausse de 4%. Ainsi les achats d'électricité pricipalement de l'Algerie ont couvert 11% des



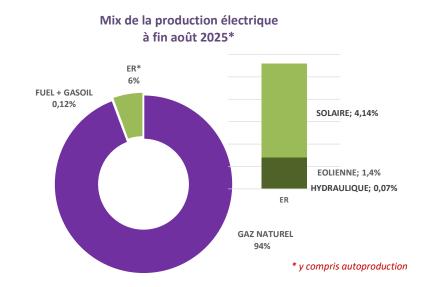
besoins du marché local à fin août 2025.

A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

A partir de janvier 2024, la production de l'électricité à partir des ER dans le cadre du régime de l'autoproduction est comptabilisée.

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec 95% de la production nationale à fin août 2025. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une hausse de 3%. La production d'éléctricité à partir des énergies renouvelables s'est située à 6%.

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin août **2025**.

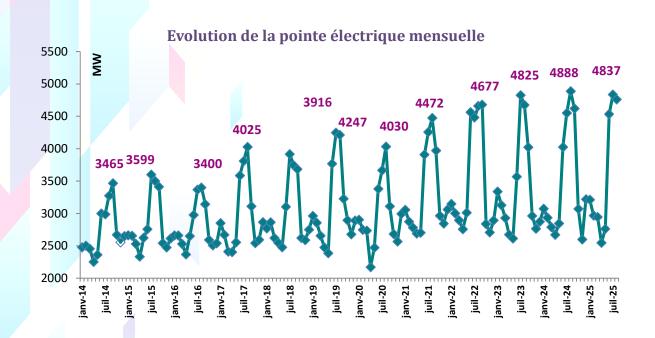


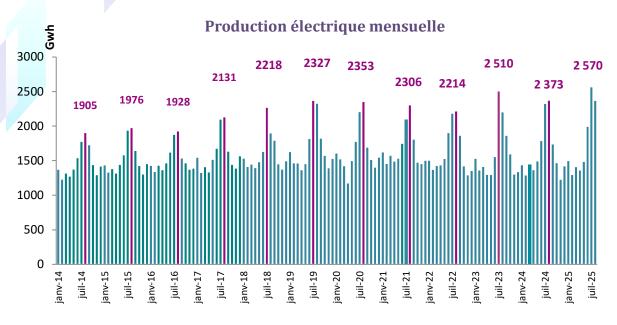
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée <u>et</u> <u>l'autoproduction PV (BT+MT)</u> a partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **350** MW de toitures photovoltaiques ont été installée à fin **2024** dans le secteur residentiel et **323** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **50** MW sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agrigulture.

La pointe a enregistré une baisse de 1% pour se situer à 4837 MW à fin août 2025 contre 4888 MW à fin août 2024.

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**.



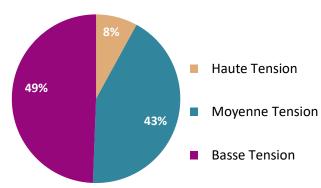


	VENTES D'ELECTRICITE					
						Unité : GWh
			A fin août			
	Réalisé 2024	2015	2024	2025	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Haute tension	1168	943	728	877	21%	-1%
Moyenne tension	7082	4383	4705	4676	-1%	1%
Basse tension	8839	4525	5435	5426	-0,2%	2%
TOTAL VENTES **	17089	9 851	10 868	10 979	1%	1%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une légère hausse de 1% stabilité entre fin juillet 2024 et fin août 2025. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de 21%, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère baisse de 1%. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de 75% en moyenne),

Répartition des ventes d'électricité à fin août 2025



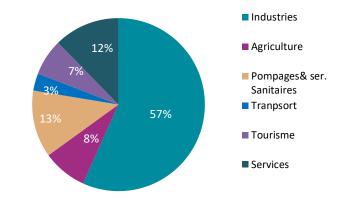
les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 57% de la totalité de la

demande des clients HT&MT à fin août **2025**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l'industrie du papier et de l'edition (+9%), indutrie des materiaux de construction (+4%) et les indutries extractives (+8%) contre une baisse du pompage agricole (-8%), les industries du

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin août 2025



textile et de l'habillement (-3%) et les industries metallurgiques de base (-1%).

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin août **2025** :

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	Lancement de l'appel d'offres 2018-2019 Adoption de la commission supérieure de la production priv d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets lois en décembre 2021 Projet Kairouan de 100MW: signature des accords financement le 26 septembre 2023. Lancement des travaux 08 mai 2024, fin des travaux prévue pour l'été 2025. Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW: phase de bouclage financier prévu au cours du 3ème trimes 2024. Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW Signature des accords de projet le 08 mai 2024, démarrage de travaux prévu pour début 2025.	
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW à partir de fin mai 2024 sur 4 tours d'une capacité de 200 MW chacun sont prévus à 6 mois d'intervalle. Attribution de trois projets avec une puissance maximale de 100 MWac chacun: Qair International SAS sur un site à El Ksar (Gafsa) SCATEC ASA sur un site à Mezzouna (Sidi Bouzid) VOLTALIA SA sur un site à Menzel Habib (Gabes)	
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : Fin mai 2024 Attribution d'un (1) projet sur le site d'El Khobna (Sidi Bouzid) proposé par l'Etat : • Qair International SAS avec une puissance de 198 MWac	
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 200 MW	Lancement du deuxième round de l'Appel d'Offres N°01-2022 pour 2 centrales de capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MWac. Délai: Fin juin 2025	
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.	

			Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023.		
			Projet meknassi: 10 MW en avril 2023.		
			Projet Tataouine: 10 MW en novembre 2022.		
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet		
			Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :		
			Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022).		
			Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022).		
			Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023).		
			Projet Sidi Bouzid : 1MW en avril 2023 (publication en cours)		
			Soumission des offres le 09 janvier 2020		
		3ème appel à projets (juillet 2019)	Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)		
			Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :		
			Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 11 janvier 2024).		
			Projet à Djerba de 1MW: en production (arrêté du 23 avril 2024).		
			Projet à Matmata-Gabes de 1MW : en production (arrêté du 24 mai 2024).		
			Projet à Sidi Bouzid de 1MW: en production (publication en cours).		
		4 ^{ème} appel à projets	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report).		
		(août 2020)	Octroi de 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW).		
	AUTOPRODUCTION	5 ^{ème} appel à projets	Extension de la date limite de dépôt des demandes		
		(octobre 2024)	jusqu'au 30 juin 2025 à 12h00 heure de Tunis.		
		Basse tension	335 MW		
			323 autorisations octroyées pour une puissance totale de 125		
		MT/HT	MW		
		Centrale	Démarrage des tests de production le 3/08/19		
		photovoltaïque	Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit		
		Tozeur 1 de 10MW	une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022		

Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW Début des travaux le 19/04/19 Mise en service effectuée le 24/11/2021

Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022

Date de début de la marche industrielle : juin 2022.

SOU	RCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
		CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbaga à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré- qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la compagne de mesure de vent.
EOLIEN			Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW. 1er round: 2*75MW -dernier délai de soumission fixé au 19/12/2024. Extension de la date limite de soumission des offres a été reportée au 25 mars 2025 à 10h00 heure de Tunis.
		AUTORISATION	2ème appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

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		
НТ	Haute Tension		
MT	Moyenne Tension		
BT	Basse Tension		
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines		
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen		
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/GWh		
Pointe	Puissance maximale appelée MW		
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%		
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%		
CC	Cycle combiné		
TG	Turbine à gaz		
TV	Thermique à vapeur		
kbbl/j	Mille barils par jour		
Mm ³ /j	Million de normal mètre cube par jour		