

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 Energétique

Novembre 2025



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



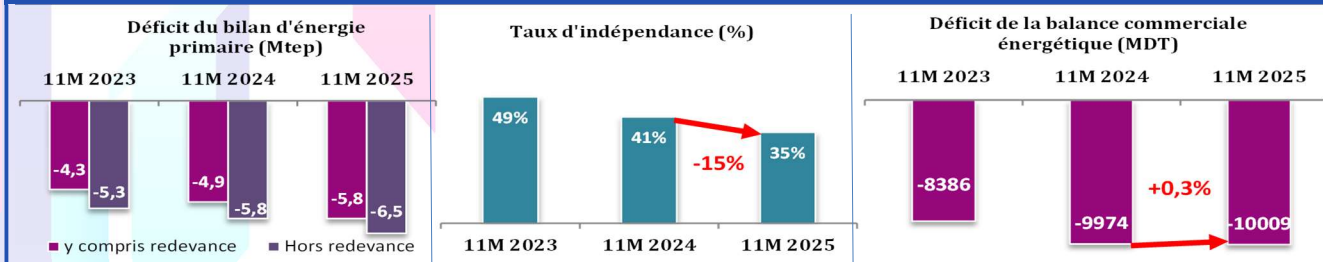
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

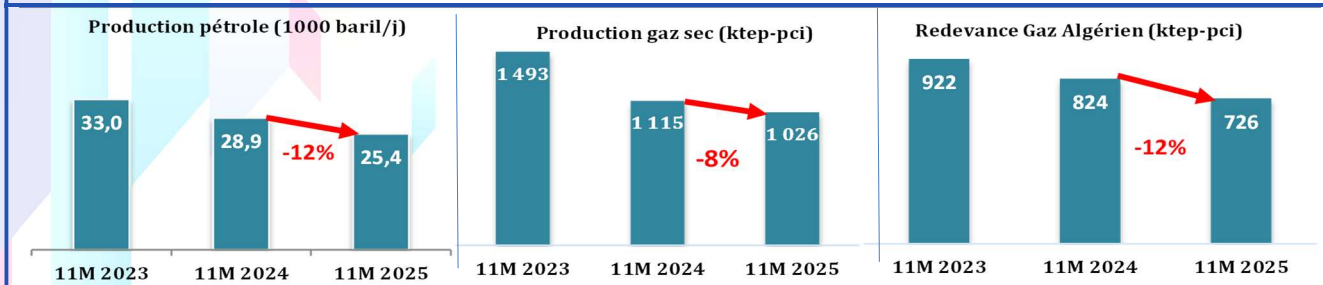
Date de la publication :16 janvier 2026

Faits marquants du mois de novembre 2025

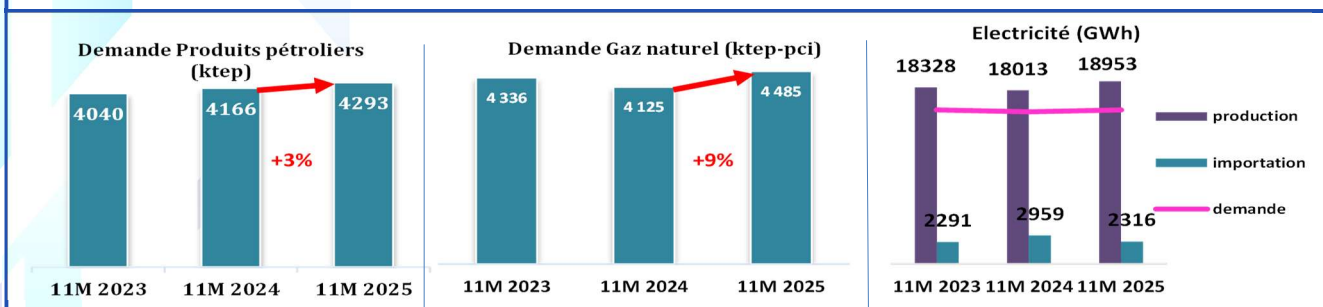
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



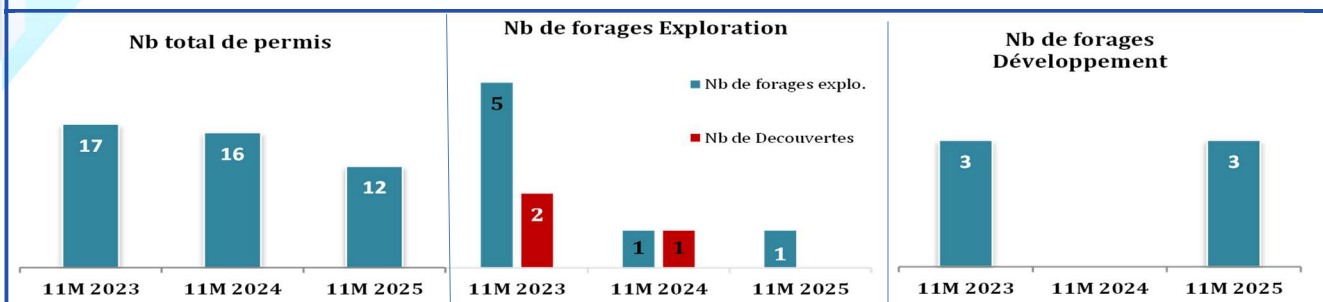
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



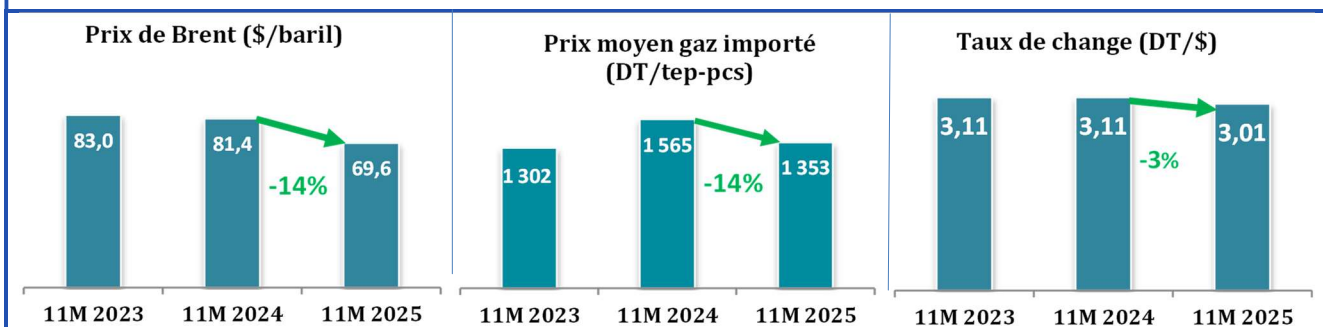
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



| BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE | | | | | | |
|--|-----------------|----------------|-------|-------|---------|----------|
| Unité: ktep-pci | | | | | | |
| | Réalisé en 2024 | A fin novembre | | | Var (%) | TCAM (%) |
| | | 2015 | 2024 | 2025 | (c)/(b) | (c)/(a) |
| | | (a) | (b) | (c) | | |
| RESSOURCES | 3731 | 4777 | 3425 | 3102 | -9% | -4% |
| Pétrole ^{(1)(*)} | 1390 | 2203 | 1281 | 1141 | -11% | -6% |
| GPL primaire ^{(2)(*)} | 135 | 211 | 126 | 120 | -5% | -5% |
| Gaz naturel | 2121 | 2320 | 1939 | 1752 | -10% | -3% |
| Production | 1213 | 2027 | 1115 | 1026 | -8% | -7% |
| Redevance | 909 | 294 | 824 | 726 | -12% | 9% |
| Elec primaire | 84 | 43 | 79 | 88 | 12% | 7% |
| DEMANDE | 9083 | 8166 | 8370 | 8866 | 6% | 0,8% |
| Produits pétroliers ^(*) | 4548 | 4189 | 4166 | 4293 | 3% | 0,25% |
| Gaz naturel | 4450 | 3934 | 4125 | 4485 | 9% | 1% |
| Elec primaire | 84 | 43 | 79 | 88 | 12% | 7% |
| SOLDE | | | | | | |
| Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾ | -5352 | -3390 | -4944 | -5765 | | |
| Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾ | -6261 | -3684 | -5769 | -6491 | | |
| 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 (provisoire) | | | | | | |
| (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 | | | | | | |
| (*) Données provisoires pour le mois de novembre 2025 | | | | | | |

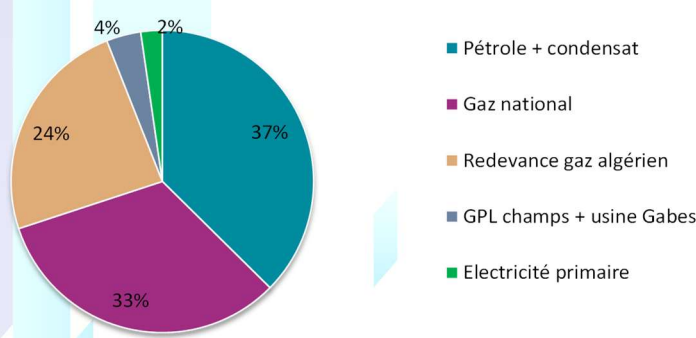
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.1 Mtep** à fin novembre **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **9%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **70%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

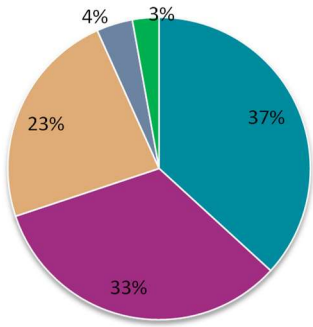
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **3%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 12% à fin novembre 2025 par rapport à fin novembre 2024.**

Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2024



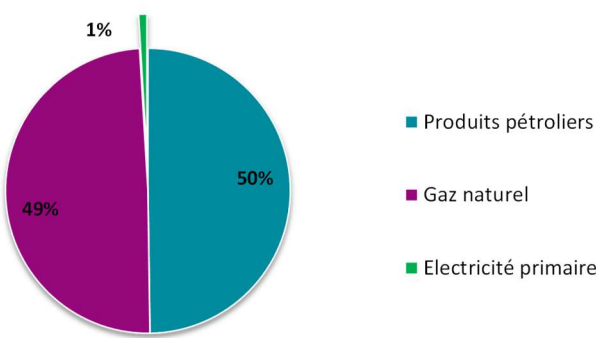
Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2025



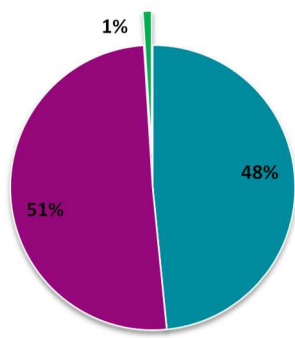
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin novembre 2025 et fin novembre 2024 une hausse de 6% : la demande du gaz naturel a augmenté de 9%, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de 3% et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de 12%.

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 50% à fin novembre 2024 à 48% durant la même période de 2025. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de 49 % à fin novembre 2024 à 51% à fin novembre 2025.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2025**, **un déficit de 5.8 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **17%** par rapport à fin novembre **2024**.

Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **35%** à fin novembre **2025** contre **41%** à fin novembre **2024**.

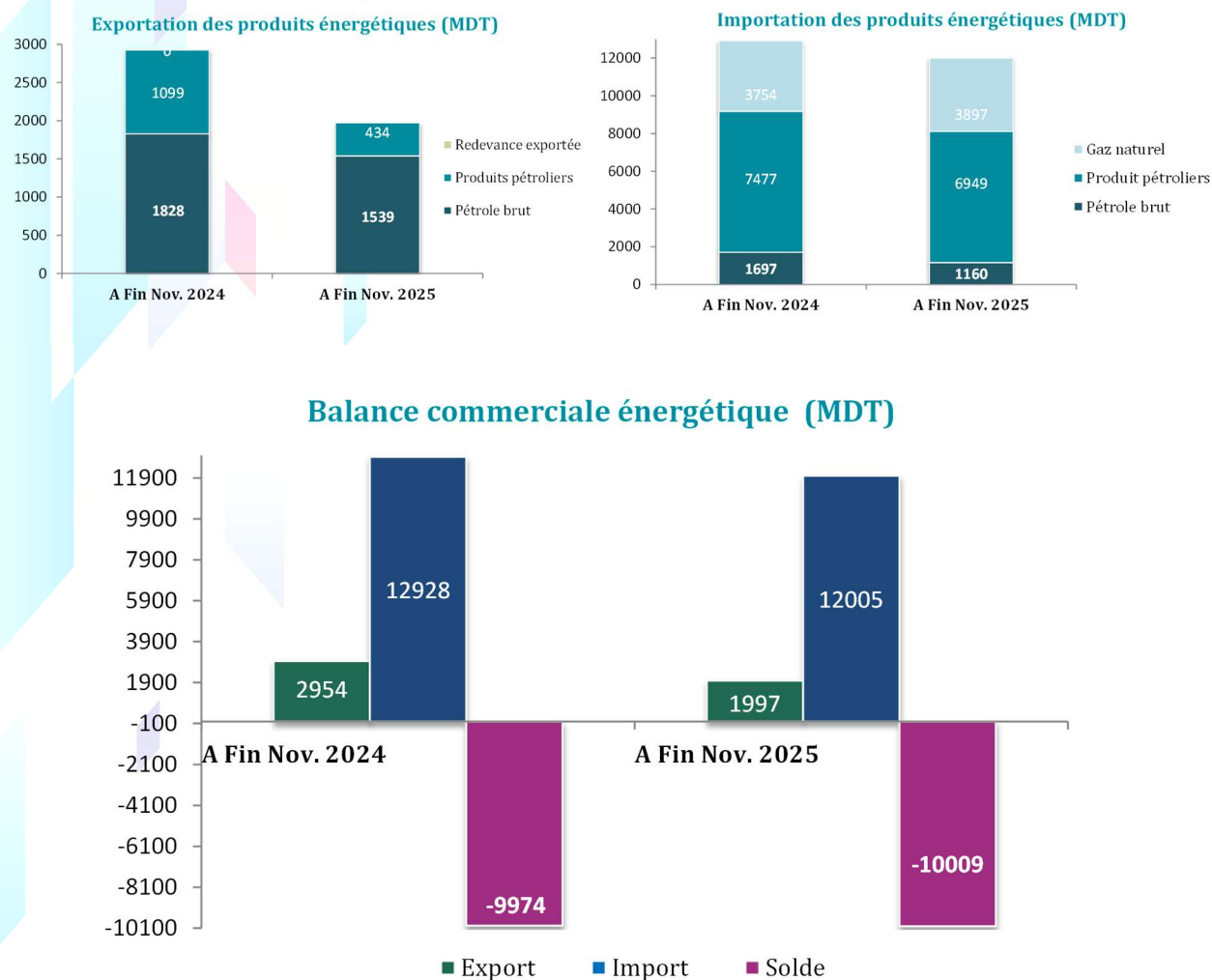
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** à fin novembre **2025** contre **31%** durant la même période de **2024**.

| EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire) | | | | | | | | | |
|--|----------------|------|---------|---------------------|------|---------|----------------|-------|---------|
| | Quantité (kt) | | | Quantité (ktep-PCI) | | | Valeur (MDT) | | |
| | A fin novembre | | | A fin novembre | | | A fin novembre | | |
| | 2024 | 2025 | Var (%) | 2024 | 2025 | Var (%) | 2024 | 2025 | Var (%) |
| EXPORTATIONS ⁽⁷⁾ | | | | | | | 2954 | 1997 | -32% |
| PETROLE BRUT ⁽¹⁾ | | | - | | | - | 1828 | 1539 | -16% |
| ETAP | 642 | 652 | 2% | 658 | 668 | 2% | 1235 | 950 | -23% |
| PARTENAIRES ⁽⁸⁾ | | | - | | | - | 593 | 589 | -1% |
| GPL Champs | 17,1 | 17,4 | 2% | 18,9 | 19,2 | 2% | 27 | 23 | -15% |
| ETAP | 17,1 | 17,4 | 2% | 18,9 | 19,2 | 2% | 27 | 23 | -15% |
| PARTENAIRES ⁽⁸⁾ | | | - | | | - | | | - |
| PRODUITS PETROLIERS | 593 | 373 | -37% | 601 | 377 | -37% | 1099 | 434 | -60% |
| Fuel oil (BTS) | 312 | 216 | -31% | 306 | 211 | -31% | 560 | 285 | -49% |
| Virgin naphtha | 280 | 157 | -44% | 296 | 166 | -44% | 538 | 150 | -72% |
| Pétrole | 11 | 0,00 | - | 11 | 0 | - | 11 | 0 | - |
| REDEVANCE GAZ EXPORTE | | | | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - |
| IMPORTATIONS | | | | 7323 | 7725 | 5% | 12928 | 12005 | -7% |
| PETROLE BRUT ⁽³⁾ | 754 | 682 | -10% | 775 | 701 | -10% | 1697 | 1160 | -32% |
| PRODUITS PETROLIERS | 3566 | 3701 | 4% | 3565 | 3705 | 4% | 7477 | 6949 | -7% |
| GPL | 481 | 502 | 4% | 532 | 556 | 4% | 887 | 937 | 6% |
| Gasoil ordinaire | 927 | 1069 | 15% | 952 | 1098 | 15% | 2185 | 2257 | 3% |
| Gasoil S.S. ⁽⁶⁾ | 450 | 446 | -1% | 462 | 458 | -1% | 1093 | 933 | -15% |
| Jet | 233 | 268 | 15% | 242 | 277 | 15% | 621 | 598 | -4% |
| Essence Sans Pb | 800 | 760 | -5% | 836 | 794 | -5% | 2116 | 1692 | -20% |
| Fuel oil (HTS) | 121 | 105 | -13% | 119 | 103 | -13% | 187 | 147 | -21% |
| Coke de pétrole ⁽⁴⁾ | 553 | 550 | -1% | 422 | 419 | -1% | 386 | 385 | 0% |
| GAZ NATUREL | | | | 2984 | 3319 | 11% | 3754 | 3897 | 4% |
| Redevance totale ⁽²⁾ | | | | 824 | 726 | -12% | 0 | 0 | - |
| Achat ⁽⁵⁾ | | | | 2159 | 2593 | 20% | 3754 | 3897 | 4% |
| <div><div>(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)</div><div>(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. / Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin novembre 2025 d'une quantité de 237 millions de Cm3, en cours de régularisation.</div><div>(3) Importation STIR à partir de 2015</div><div>(4) chiffres provisoires.</div><div>(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015</div><div>(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</div><div>(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</div><div>(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2024 et 2025</div></div> | | | | | | | | | |

(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 **32%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **7%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **9974 MDT** à fin novembre **2024** à **10009 MDT** à fin

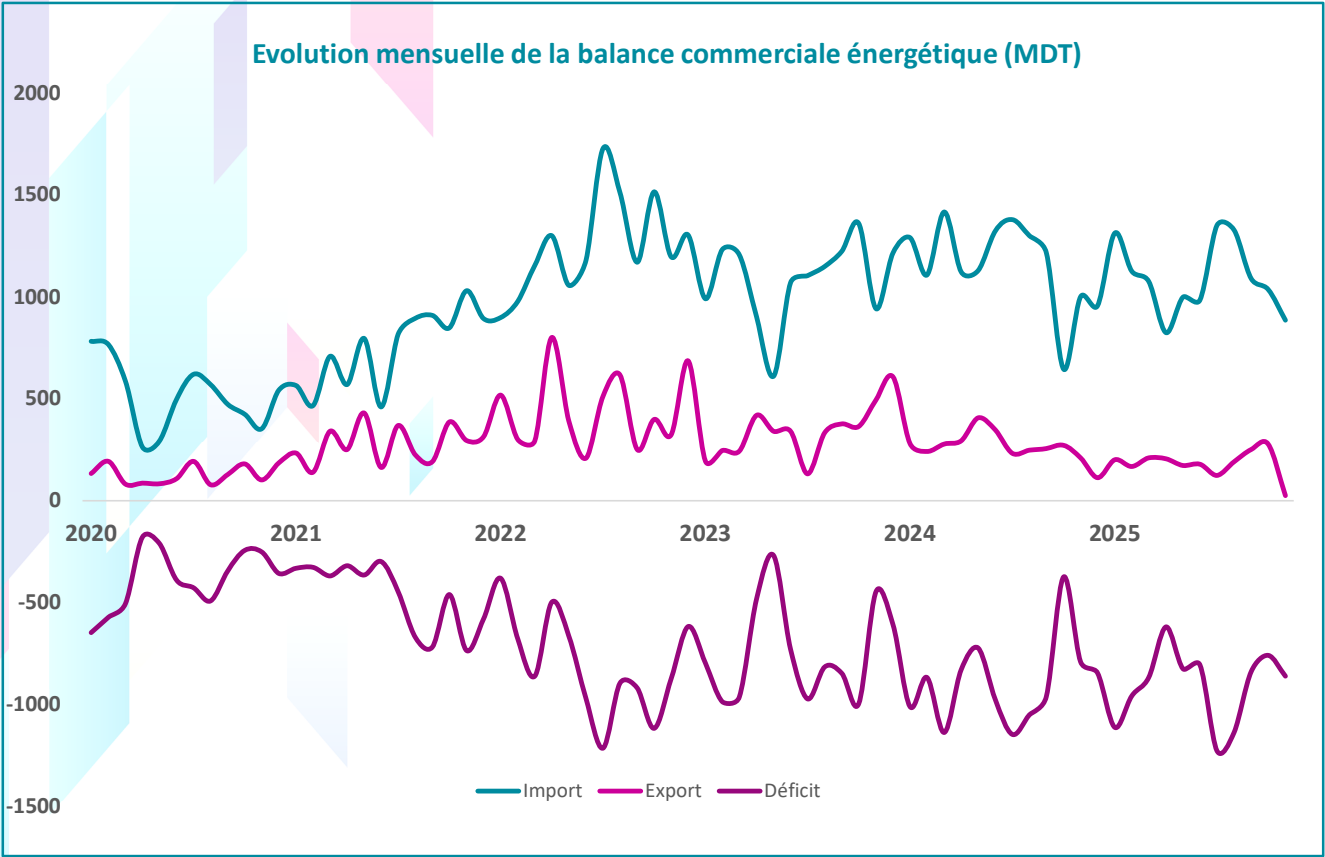
novembre 2025, soit une quasi stabilité (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



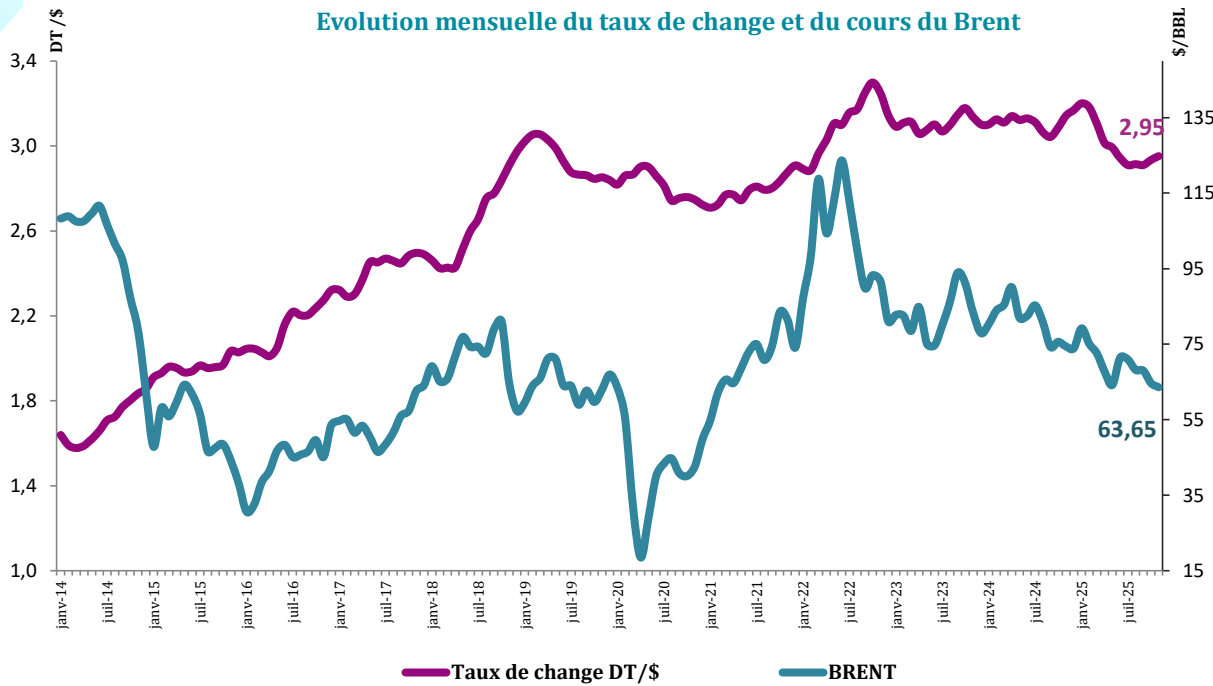
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

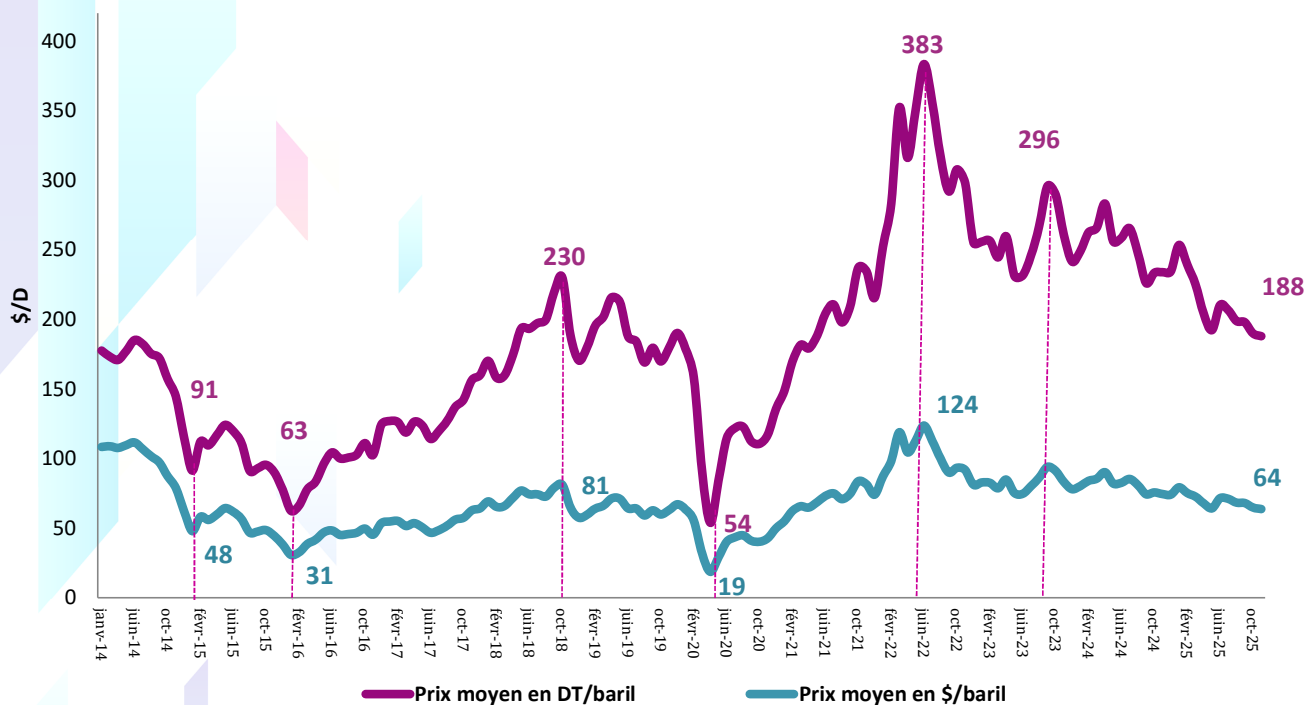


En effet, au cours du mois de novembre 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **11\$/bbl** par rapport au mois de novembre 2024 : **74.5\$/bbl** en novembre 2024 contre **63.7** \$/bbl en novembre 2025 et **64.7\$/bbl** courant le mois d'octobre 2025.



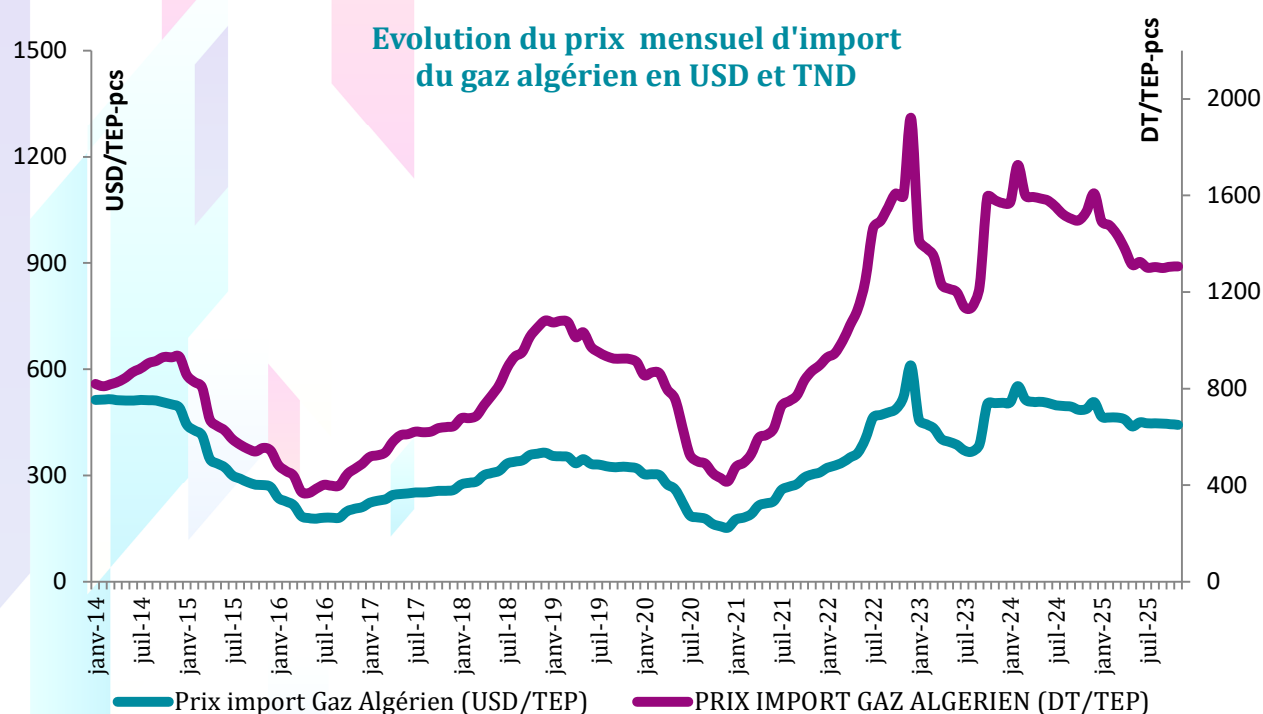
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de **6%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en DT/baril



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

- (+) Entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **14%** : **81.4\$/bbl** contre **69.9\$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** de **3%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,93** en octobre **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14%** en DT et de **11%** en \$ entre fin novembre **2024** et fin novembre **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 novembre **2025** ont diminué par rapport à fin novembre **2024** de **7%** en valeur.

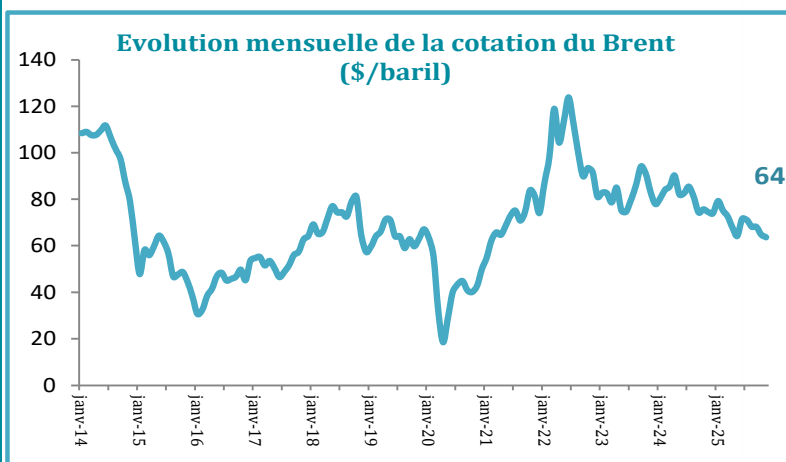
(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **10%** et en valeur de **32%** à fin novembre **2025** par rapport à fin novembre **2024**.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **37%** en quantité et de **60%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

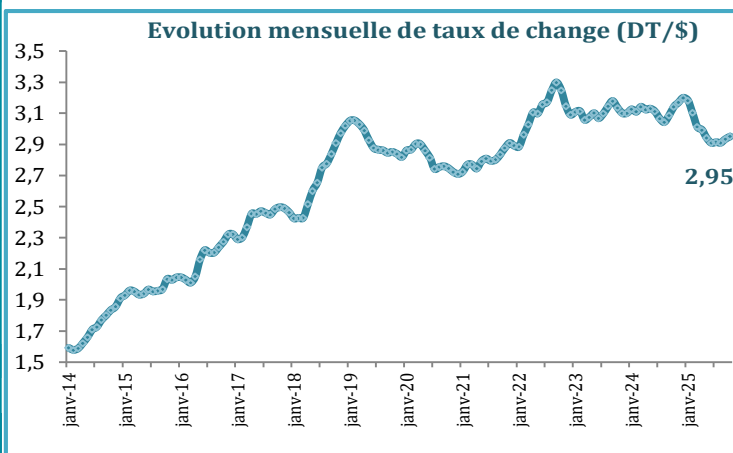
| | 2024 | 2025 | Variat. 25/24 |
|-------------------|-------------|-------------|------------------|
| Janvier | 80,3 | 79,2 | -1% |
| Février | 83,9 | 75,2 | -10% |
| Mars | 85,5 | 72,6 | -15% |
| Avril | 90,2 | 67,8 | -25% |
| Mai | 82,05 | 64,22 | -22% |
| Juin | 82,61 | 71,46 | -13% |
| Juillet | 85,3 | 70,99 | -17% |
| Août | 80,9 | 68,2 | -16% |
| Septembre | 74,3 | 68,02 | -8% |
| Octobre | 75,7 | 64,73 | -14% |
| Novembre | 74,5 | 63,7 | -15% |
| 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 | 2,91 | -4% |
| Octobre | 3,09 | 2,93 | -5% |
| Novembre | 3,14 | 2,95 | -6% |
| Décembre | 3,17 | | |
| Taux annuel moyen | 3,11 | | |



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

| Pétrole Brut (1) | A fin novembre 2025 | |
|--|---------------------|--------|
| | DT /bbl | \$/bbl |
| Prix de l'importation STIR (CIF) | 225 | 76 |
| Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB) | 205 | 68,2 |

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

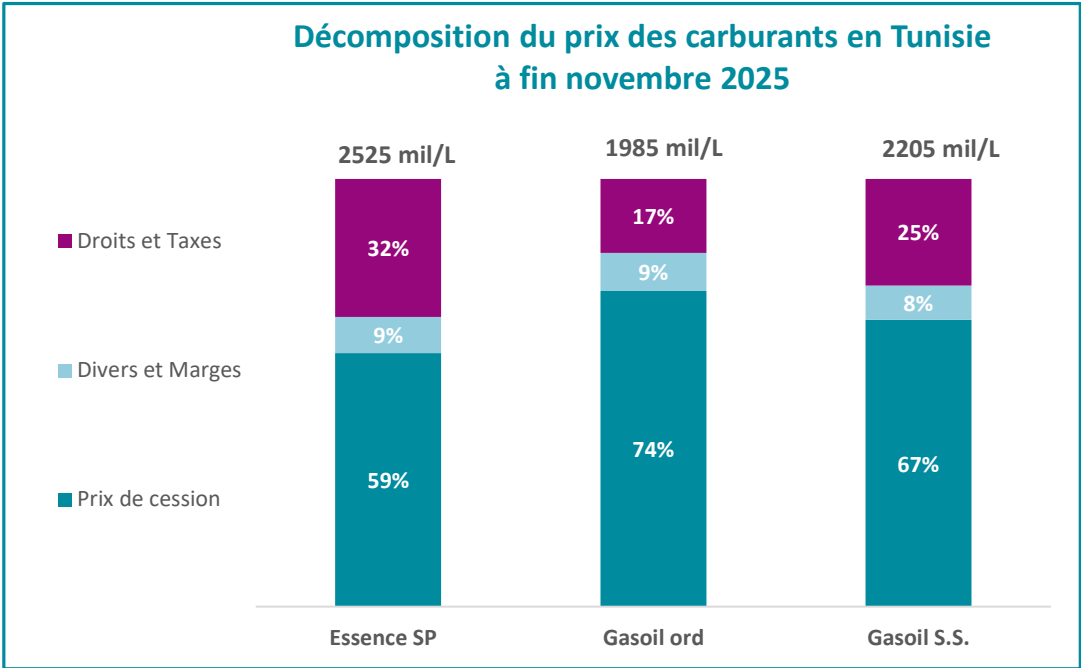
| PRODUITS PETROLIERS | A fin novembre 2025 | | | | | |
|--------------------------|---------------------|----------------------------|----------|--------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| | Unités | Prix import ⁽¹⁾ | Pcession | Droits et Taxes ⁽²⁾ | Divers et marges ⁽³⁾ | Prix de vente ⁽⁴⁾ |
| Essence SSP | Millimes/litre | 1716 | 1498 | 815 | 211 | 2525 |
| Gasoil ordinaire | Millimes/litre | 1782 | 1464 | 345 | 176 | 1985 |
| Gasoil S.S. | Millimes/litre | 1764 | 1478 | 550 | 177 | 2205 |
| Fuel oil lourd (N°2) HTS | DT/ t | 1406 | 846 | 140 | 44 | 1030 |
| GPL domestique | Millimes/ kg | 1866 | 264 | 85 | 328 | 677 |
| GPL (Bouteille 13kg) | DT/ Bouteille | 24,25 | 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)

| | Année 2023 | Année 2024 | A fin novembre 2025 |
|---------------------------------|------------|------------|---------------------|
| Prix d'importation Gaz Algérien | 1321 | 1567 | 1353 |

| | Année 2023 | Année 2024 |
|----------------------------------|------------|------------|
| Prix de vente Global (hors taxe) | 662,2 | 647,4 |
| Coût de revient moyen | 1769,9 | 1618,9 |
| Resultat unitaire ⁽¹⁾ | -1107,6 | -971,6 |

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

(2) provisoire

6. Electricité

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 coût de revient pour l'électricité et le gaz

| ELECTRICITE (millimes/kWh) | Année 2023 | Année 2024 |
|----------------------------------|------------|------------|
| 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.

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS^(*)

Unité : kt et ktep

| Champ | Réalisé 2024 | A fin novembre | | |
|---|-----------------|----------------|--------------|-------------|
| | | 2024 | 2025 | Var (%) |
| El borma | 175,0 | 159,5 | 151,7 | -5% |
| Ashtart | 137,1 | 127,6 | 88,8 | -30% |
| Hasdrubal | 67,2 | 63,2 | 59,8 | -5% |
| Adam | 106,3 | 97,2 | 80,4 | -17% |
| M.L.D | 47,3 | 42,8 | 41,6 | -3% |
| El Hajeb/Guebiba | 88,3 | 81,4 | 70,5 | -13% |
| Cherouq | 43,5 | 40,0 | 37,1 | -7% |
| Miskar | 43,9 | 39,6 | 37,3 | -6% |
| Cercina | 68,3 | 62,5 | 63,4 | 1% |
| Barka | 21,3 | 21,1 | 4,2 | -80% |
| Franig/Bag/Tarfa | 33,2 | 31,2 | 25,3 | -19% |
| Ouedzar | 37,2 | 34,1 | 34,1 | 0,1% |
| Gherib | 56,5 | 52,3 | 42,0 | -20% |
| Nawara | 72,5 | 68,5 | 42,1 | -39% |
| Halk el Manzel | 51,1 | 47,2 | 42,3 | -10% |
| Autres | 293,7 | 269,1 | 276,9 | 3% |
| TOTAL pétrole (kt) | 1 342 | 1 237 | 1 097 | -11% |
| TOTAL pétrole (ktep) | 1 374 | 1 267 | 1 124 | -11% |
| TOTAL pétrole et Condensat (kt) | 1 358 | 1 251 | 1 115 | -11% |
| TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep) | 1 390 | 1 281 | 1 141 | -11% |

GPL Primaire

| | | | | |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| TOTAL GPL primaire (kt) | 130 | 115 | 109 | -5% |
| TOTAL GPL primaire (Ktep) | 142 | 126 | 120 | -5% |

Pétrole + Condensat + GPL primaire

| | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|-------------|
| TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt) | 1 488 | 1 367 | 1 224 | -10% |
| TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep) | 1 533 | 1 408 | 1 261 | -10% |

* La production du mois de novembre 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1097 kt** à fin novembre **2025** enregistrant ainsi une baisse de **11%** par rapport à fin novembre **2024**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir à savoir Ashtart (-30%), Nawara (-39%), Barka (-80%), Adem (-17%), El Hajeb/Guebiba (-13%), Gherib (-20%), El borma(-5%), Halk el Manzel (-10%) et Miskar (-6 %).

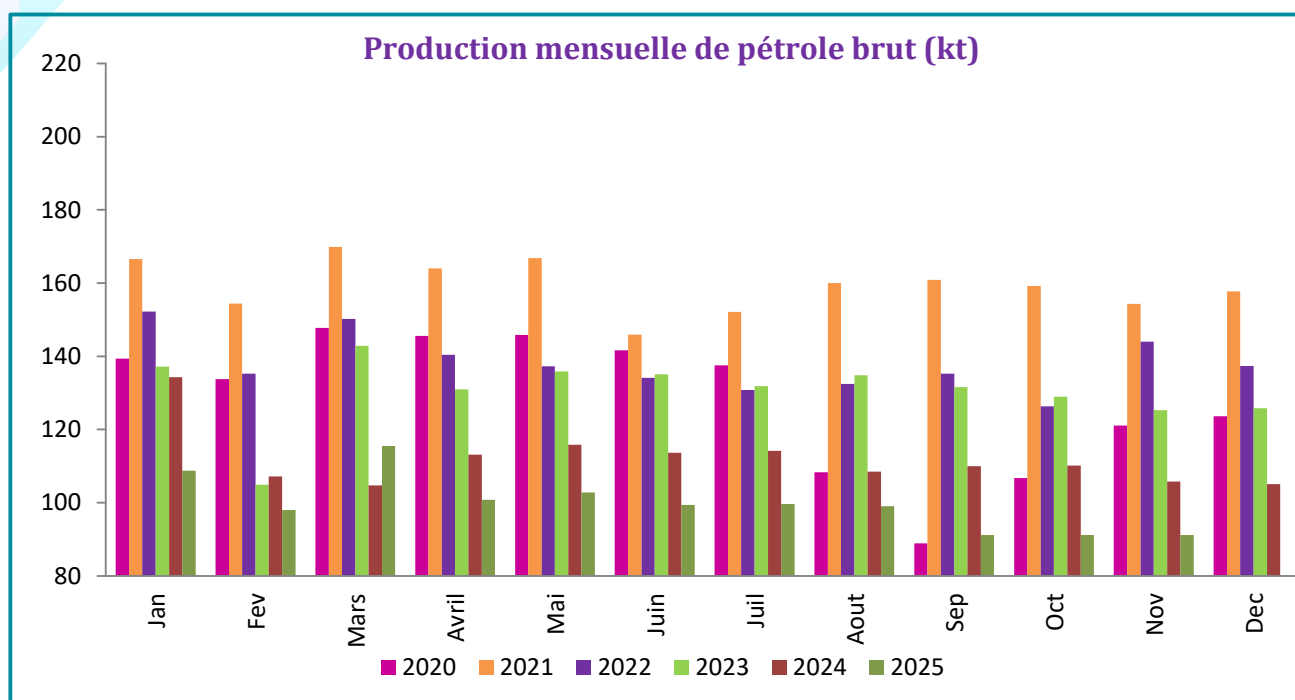
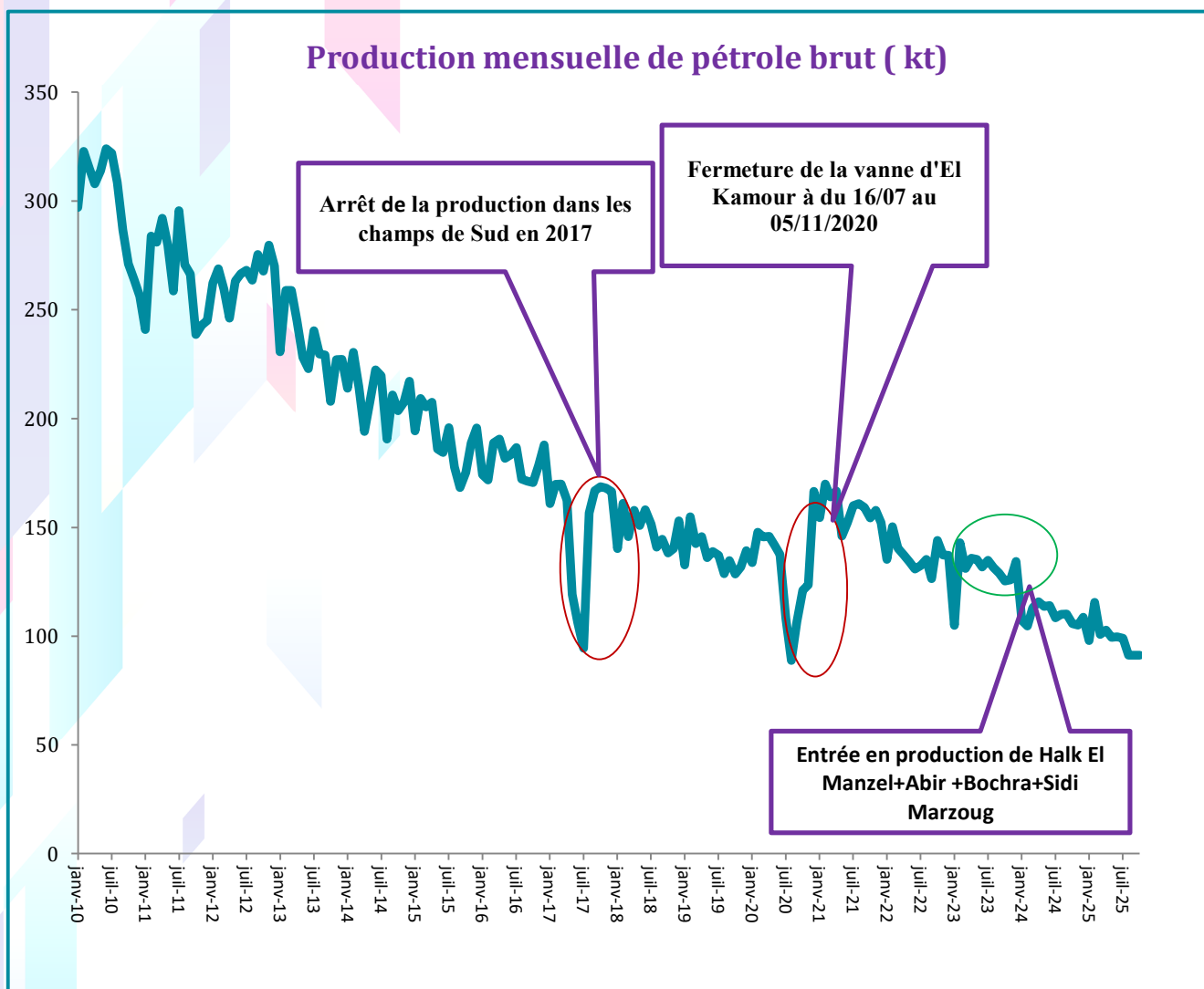
D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+44%), Gremda/El Ain (+419%), D.S.T (+31%), Bir Ben Tartar (+2%) et Cercina (+1%).

Il convient de noter :

- **Concessions Cherouq, Durra, Anaguid Est, Jinane, Benefsej Sud** : Arrêt de la production depuis le **23 septembre 2025** pour des travaux de maintenance
- **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 **28.9** mille barils/j à fin novembre **2024** à **25.4** mille barils/j à fin novembre **2025**.

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

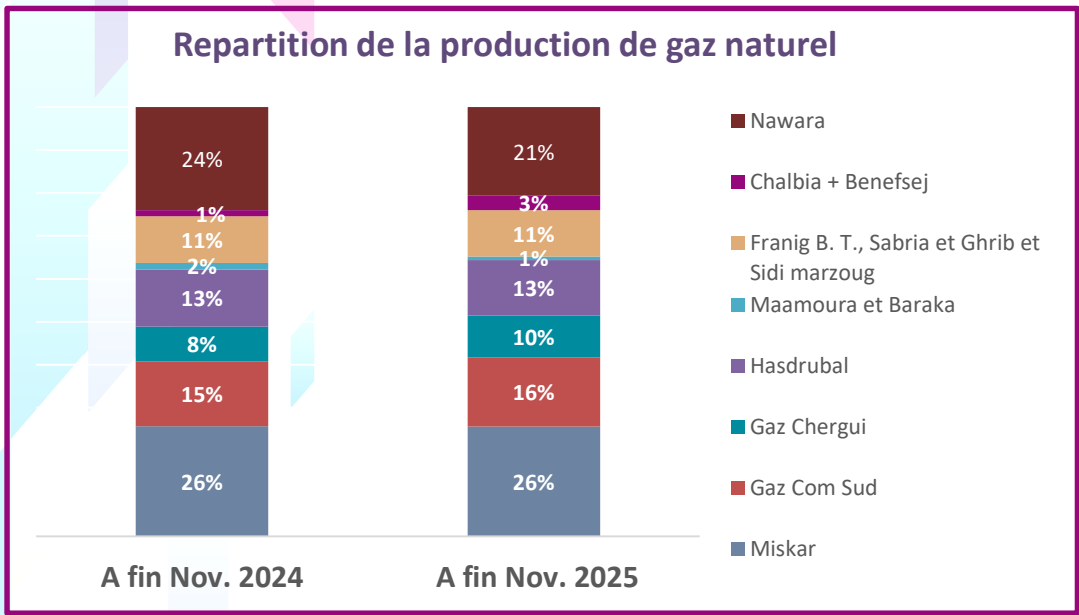


2. Ressources en gaz naturel

| RESSOURCES EN GAZ NATUREL | | | | | | |
|---|-----------------|----------------|-------|-------|---------|---------|
| | Réalisé 2024 | A fin novembre | | | | |
| | | 2015 | 2024 | 2025 | Var (%) | TCAM%) |
| | | (a) | (b) | (c) | (c)/(b) | (c)/(a) |
| Unité : ktep-pci | | | | | | |
| PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL | 2 121 | 2 320 | 1 939 | 1 752 | -10% | -3% |
| Production nationale | 1 213 | 2 027 | 1 115 | 1 026 | -8% | -7% |
| Miskar | 317 | 646 | 286 | 263 | -8% | -9% |
| Gaz Com Sud ^{(1) (3)} | 181 | 293 | 169 | 165 | -2% | -6% |
| Gaz Chergui | 98 | 219 | 91 | 100 | 10% | -8% |
| Hasdrubal | 159 | 642 | 148 | 133 | -11% | -15% |
| Maamoura et Baraka | 19 | 93 | 17 | 8 | -50% | -21% |
| Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾ | 131 | 134 | 121 | 110 | -9% | -2% |
| Chalbia + Benefsej | 0 | 0 | 16 | 35 | 119% | - |
| Nawara ⁽⁴⁾ | 307 | 0 | 267 | 212 | -21% | - |
| Redevance totale (Forfait fiscal) | 909 | 294 | 824 | 726 | -12% | 9% |
| Achats | 2 290 | 2 017 | 2 159 | 2 593 | 20% | 3% |
| Unité : ktep-pcs | | | | | | |
| PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL | 2 357 | 2 578 | 2 155 | 1 947 | -10% | -3% |
| Production nationale | 1347 | 2252 | 1239 | 1140 | -8% | -7% |
| Miskar | 353 | 718 | 318 | 292 | -8% | -9% |
| Gaz Com Sud ^{(1) (3)} | 201 | 325 | 187 | 184 | -2% | -6% |
| Gaz Chergui | 109 | 243 | 101 | 111 | 10% | -8% |
| Hasdrubal | 176 | 713 | 165 | 148 | -11% | -15% |
| Maamoura et Baraka | 22 | 103 | 19 | 9 | -50% | -21% |
| Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾ | 145 | 149 | 134 | 122 | -9% | -2% |
| Chalbia + Benefsej | 0 | 0 | 18 | 39 | 119% | - |
| Nawara ⁽⁴⁾ | 341 | 0 | 297 | 235 | -21% | - |
| Redevance totale (Forfait fiscal) | 1010 | 326 | 916 | 807 | -12% | 9% |
| Achats | 2 544 | 2 242 | 2 399 | 2 881 | 20% | 3% |
| <div>(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</div> <div>(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017</div> <div>(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017</div> <div>(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020</div> <div>(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021</div> <div>(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin novembre 2025 d'une quantité de 237 millions de Cm3 , en cours de regularisation.</div> | | | | | | |

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1752** ktep-pci, à fin novembre **2025**, enregistrant ainsi une baisse de**10%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **8%**.

Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz à fin novembre 2024 et fin novembre 2025.

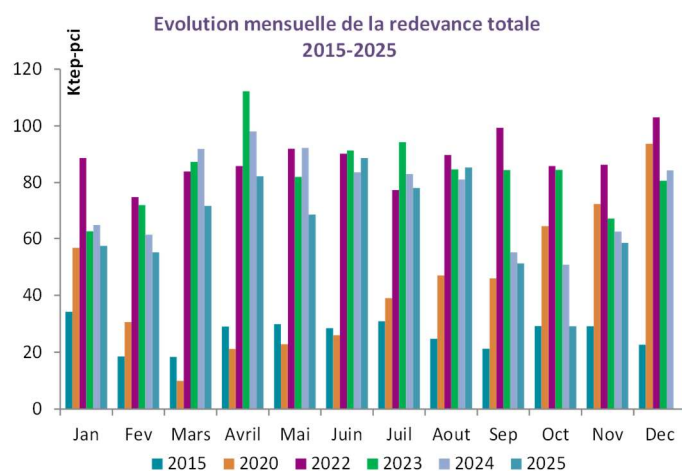
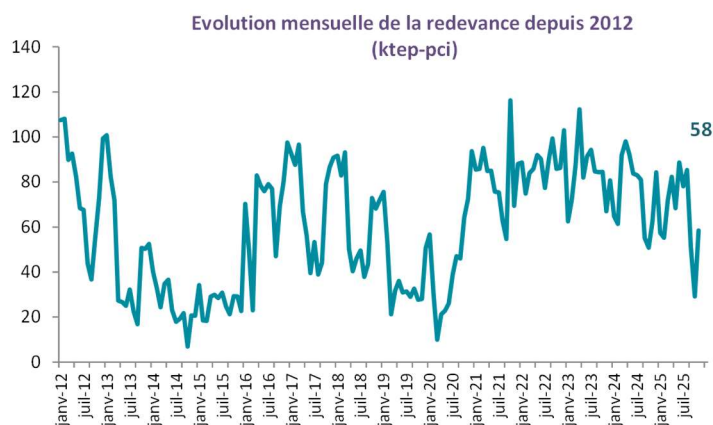
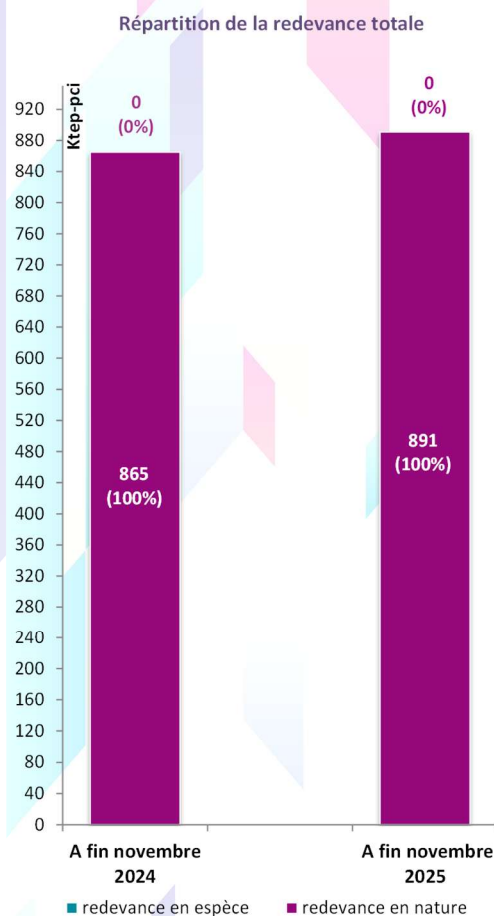


Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **21%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **2%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **8%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **10%**.

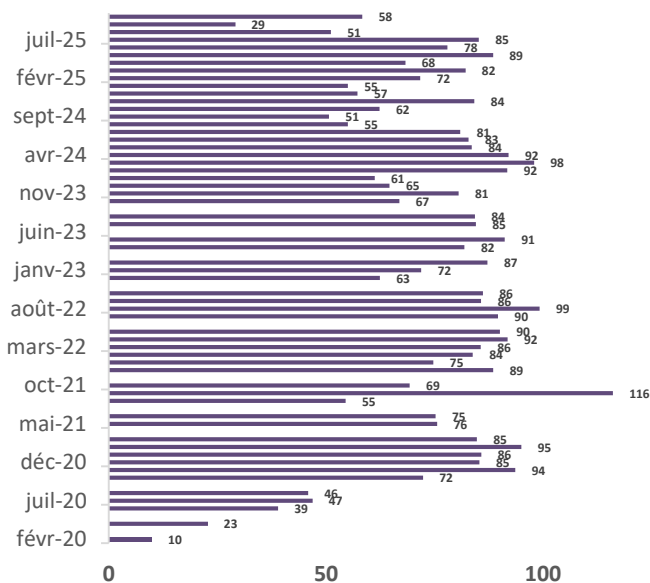
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **12%** à fin novembre **2025** par rapport à fin novembre **2024** en se situant à **726 ktep-pci**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG à fin novembre **2025**.

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin novembre **2025** d'une quantité de **237** 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.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci)
Année 2020-2025

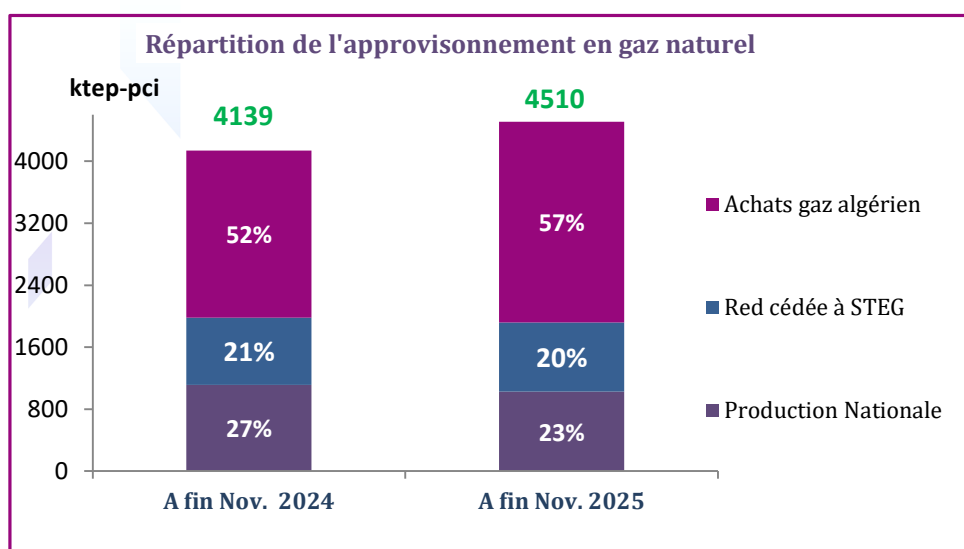


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **20%**, entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, pour se situer à **2593 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **9 %** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** pour se situer à **4510 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 **27 %** à **23%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **21%** à **20%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **52 %** à **57%**.



3. Production de produits pétroliers

| Les indicateurs de raffinage | | | | |
|--|----------------|------|---------|--|
| | A fin novembre | | | Remarques |
| | 2024 | 2025 | Var (%) | |
| | (a) | (b) | (b)/(a) | |
| en ktep | | | | |
| GPL | 21 | 14 | -31% | |
| Essence Sans Pb | 0 | 0 | - | |
| Petrole Lampant | 14 | 15 | 4% | |
| Gasoil ordinaire | 477 | 316 | -34% | |
| Fuel oil BTS | 338 | 239 | -29% | |
| Virgin Naphta | 291 | 189 | -35% | |
| White Spirit | 10 | 8 | -21% | |
| Total production STIR | 1152 | 780 | -32% | |
| Taux couverture STIR (1) | 28% | 18% | -34% | (1) en tenant compte de la totalité de la production. |
| Taux couverture STIR (2) | 13% | 8% | -34% | (2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local. |
| Jours de fonctionnement du Topping | 303 | 210 | -31% | Arrêt technique de 01/11/2024 à 04/05/2025 |
| 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. Depuis mai 2025, l'unité de Topping a repris sa production.

1. Produits pétroliers

| CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*) | | | | | | |
|--|------------------------|----------------|------|------|---------|---------|
| Unité : ktep | | | | | | |
| | Réalisation en 2024 | A fin novembre | | | | |
| | | 2015 | 2024 | 2025 | Var (%) | TCAM(%) |
| | | (a) | (b) | (c) | (c)/(b) | (c)/(a) |
| GPL | 690 | 529 | 619 | 655 | 6% | 2% |
| Essences | 870 | 564 | 798 | 872 | 9% | 4% |
| Essence Super | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - |
| Essence Sans Pb | 859 | 564 | 788 | 859 | 9% | 4% |
| Essence premium | 11 | 0 | 10,3 | 12 | 18% | - |
| Pétrole lampant | 12 | 47 | 9,7 | 7,9 | -19% | -16% |
| Gasoil | 2 063 | 1817 | 1892 | 1893 | 0,05% | 0,4% |
| Gasoil ordinaire | 1 584 | 1563 | 1454 | 1406 | -3% | -1% |
| Gasoil SS | 472 | 255 | 431 | 479 | 11% | 7% |
| Gasoil premium | 7 | 0 | 6,02 | 7,62 | 27% | - |
| Fuel | 175 | 258 | 163 | 139 | -15% | -6% |
| STEG & STIR | 30 | 31 | 29 | 20 | -31% | -4% |
| Hors (STEG & STIR) | 145 | 227 | 134 | 119 | -12% | -6% |
| Fuel gaz(STIR) | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - |
| Jet | 266 | 199 | 250 | 298 | 19% | 4% |
| Coke de pétrole | 473 | 560 | 435 | 430 | -1% | -3% |
| Total | 4548 | 3974 | 4166 | 4293 | 3% | 1% |
| Cons finale (Hors STEG& STIR) | 4519 | 3943 | 4137 | 4273 | 3% | 1% |

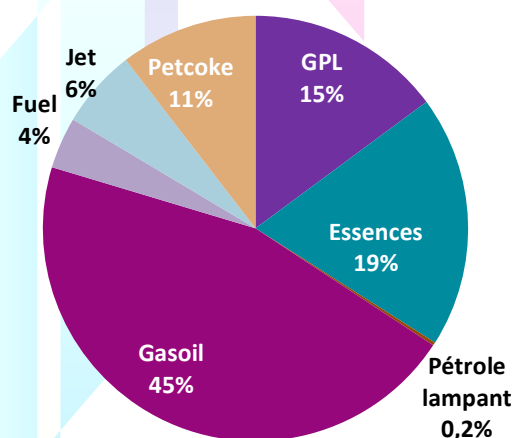
* La consommation du mois de novembre est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin novembre 2024 et fin novembre 2025, une hausse de 3 %, pour atteindre 4293 ktep. Cette évolution résulte notamment d’une augmentation de la consommation d’essence (+9 %) et de jet d’aviation (+19 %). En revanche, la demande de fuel a reculé de 15 %, tandis que celle du gasoil est restée quasiment stable.

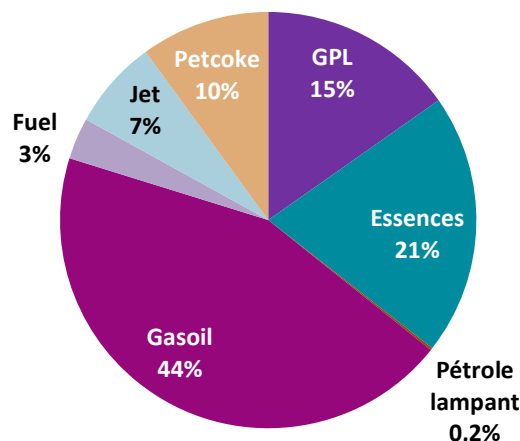
La structure de la consommation des produits pétroliers n’a pas connu de changement significatif entre fin novembre 2024 et fin novembre 2025, à l’exception de quelques produits, notamment les essences dont la part est passée de 19% à 21 %, le gasoil dont la part est passée de 45 % à 44% et le Jet de 6% à 7 % sur la même période.

Structure de la consommation des produits pétroliers

A fin novembre 2024



A fin novembre 2025



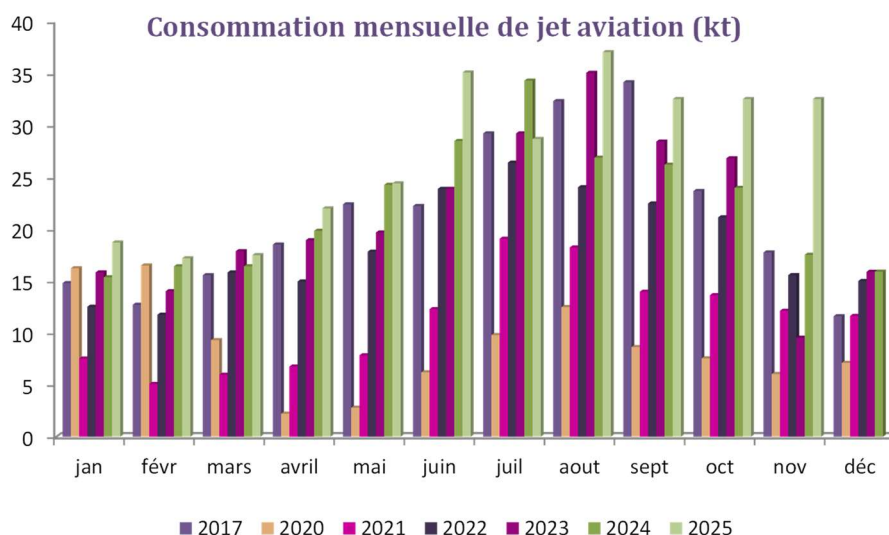
La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, une hausse de **3%**. Elle représente **65%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**, une hausse de **6%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une légère baisse de **1%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** (données partiellement estimées), notons 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 importante de **19%** à fin novembre **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



2. Gaz Naturel

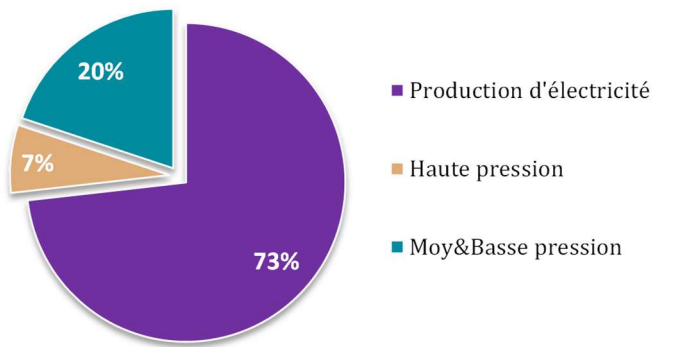
| DEMANDE DE GAZ NATUREL | | | | | | |
|--------------------------|-----------------|----------------|-------|-------|---------|---------|
| | Réalisé 2024 | A fin novembre | | | | |
| | | 2015 | 2024 | 2025 | Var (%) | TCAM%) |
| | | (a) | (b) | (c) | (c)/(b) | (c)/(a) |
| Unité : ktep-pci | | | | | | |
| DEMANDE | 4 450 | 4 267 | 4 125 | 4 485 | 9% | 0% |
| Production d'électricité | 3 167 | 3 142 | 2 949 | 3 283 | 11% | 0% |
| Hors prod élec | 1 283 | 1 125 | 1 176 | 1 202 | 2% | 1% |
| Haute pression | 334 | 258 | 300 | 309 | 3% | 2% |
| Moy&Basse pression | 949 | 868 | 876 | 893 | 2% | 0,3% |
| Unité : ktep-pcs | | | | | | |
| DEMANDE | 4 944 | 4 742 | 4 584 | 4 983 | 9% | 0% |
| Production d'électricité | 3 519 | 3 491 | 3 276 | 3 648 | 11% | 0% |
| Hors prod élec | 1 425 | 1 250 | 1 307 | 1 335 | 2% | 1% |
| Haute pression | 371 | 286 | 333 | 343 | 3% | 2% |
| Moy&Basse pression | 1 054 | 964 | 974 | 992 | 2% | 0,3% |

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **9%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** pour se situer à **4485** 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 novembre **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **2%** pour se situer à **1202** 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 **3%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin novembre 2025



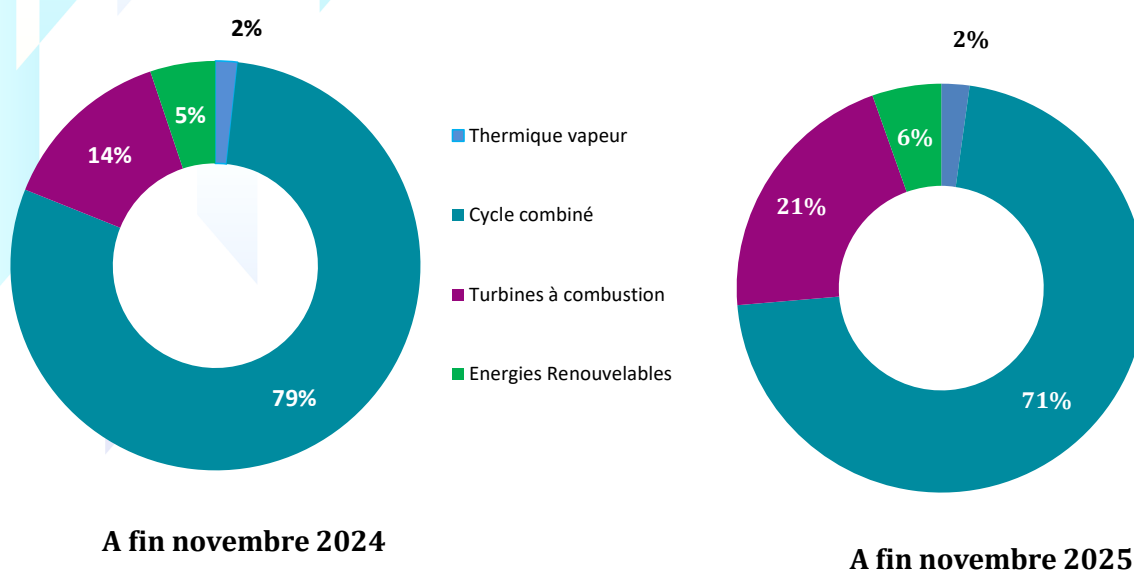
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **5%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025** pour se situer à **206 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **5%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **71%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

| | Réalisé 2024 | Novembre | | A fin novembre | |
|-----------------------|--------------|----------|------|----------------|------|
| | | 2024 | 2025 | 2024 | 2025 |
| Nb de permis octroyés | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nb permis abandonnés | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| Nb total des permis | 15 | 16 | 14 | 16 | 12 |
| Nb de forages explo. | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| Nb forages développ. | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 |
| Nb de découvertes | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin novembre **2025**, est de **12** dont **11** permis de recherche et **1** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

Il convient de noter :

- Fin de validité de permis de de recherche « **Mahdia** » le **19 janvier 2025**.
- Fin de validité de permis de de recherche « **Zarat** » le **11 août 2025**.
- Fin de validité de permis de recherche « **Borj El Khadra** » le **7 juillet 2025**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Sabah** » le **7 octobre 2025**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Aziza** » le **7 juillet 2025**.
- Fin de validité de la concession « Birsa » le **13 mai 2025**

Le nombre total de concessions est de **57** 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 novembre 2025

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin novembre **2025**.

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

| Nb | Intitulé du puits | Permis / Concessions | Début du forage | Résultats |
|----|-------------------|----------------------|-----------------|---|
| 01 | SMG-W1 | Sidi marzoug | 06/08/25 | Profondeur actuelle : 3784 m. Forage en cours. |

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

| Nb | Intitulé du puits | Permis / Concessions | Début du forage | Résultats |
|----|-------------------|----------------------|-----------------|---|
| 01 | Chaal-2 | Chaal | 25/10/23 | Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : 4695 m. Démarrage de test du puits le 21/11/2025. |

Développement

- Forage de trois (3) nouveaux puits de développement à fin novembre 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. |
| 03 | PDG-5 | Djbel Grouz | 26/11/2025 | Profondeur actuelle : 1505 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. |



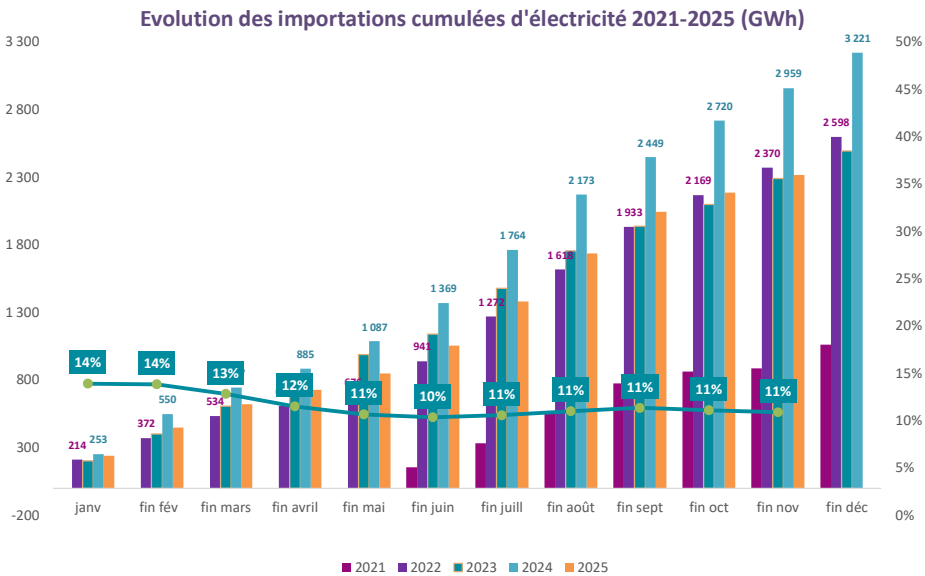
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

| PRODUCTION D'ELECTRICITE | | | | | | |
|--|--------------|----------------|-------------|-------------|--------------------|---------------------|
| Unité : GWh | | | | | | |
| | Réalisé 2024 | A fin novembre | | | | |
| | | 2015 (a) | 2024 (b) | 2025 (c) | Var (%) (c)/(b) | TCAM (%) (c)/(a) |
| STEG | 18622 | 13 711 | 17 252 | 18011 | 4% | 3% |
| FUEL + GASOIL | 72 | 874 | 71,90 | 18 | -75% | -32% |
| GAZ NATUREL | 18161 | 12337 | 16821 | 17705 | 5% | 4% |
| HYDRAULIQUE | 15 | 66 | 15 | 12 | -18% | -16% |
| EOLIENNE | 337 | 434 | 310 | 242 | -22% | -6% |
| SOLAIRE | 37 | 0 | 34 | 34,6 | 1% | - |
| IPP (GAZ NATUREL) | 0 | 3007 | 0 | 0 | - | -100% |
| IPP Solaire ⁽³⁾ | 36 | 0 | 34 | 64 | 87% | - |
| AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)} | 557 | 0 | 519 | 671 | 29% | - |
| ACHAT TIERS | 227 | 76 | 208 | 208 | 0,0% | 11% |
| PRODUCTION NATIONALE | 19442 | 16 795 | 18 013 | 18 953 | 5% | 1% |
| Echanges | -1,1 | -41 | -5 | 6 | - | - |
| Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye) | 3125 | 0 | 2959 | 2316 | -22% | - |
| Ventes Gecol (Libye) | 8 | 48 | 8 | 0,3 | -96% | -40% |
| Disponible pour marché local ⁽²⁾ | 21810 | 16706 | 20959 | 21275 | 2% | 2% |
| (1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT). | | | | | | |
| (2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol | | | | | | |
| (3) Provisoire | | | | | | |

La production nationale d'électricité a enregistré, à fin novembre 2025, une hausse de 5% pour se situer à 18953 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 18013 GWh à fin novembre 2024. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 2%. Ainsi les achats d'électricité principalement de l'Algerie ont couvert 11% des besoins du marché local à fin novembre 2025.

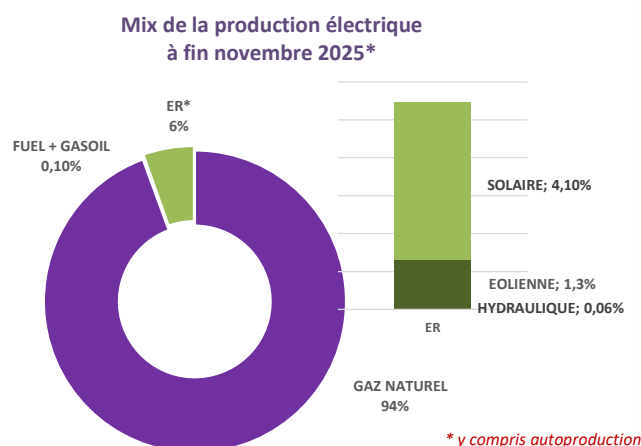


A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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 novembre **2025**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6%**.

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



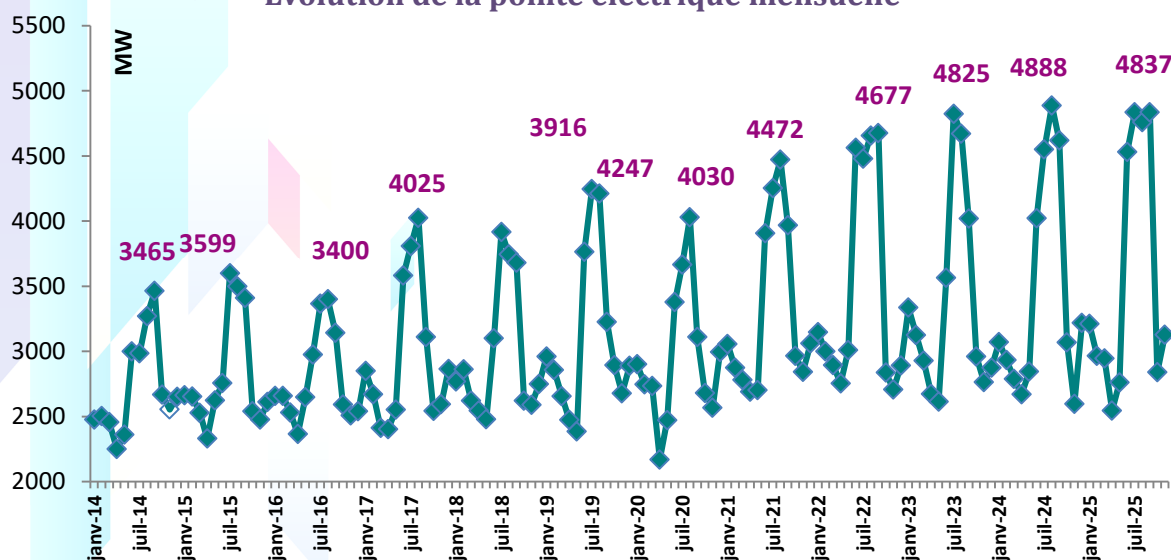
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **400 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin novembre **2025** dans le secteur résidentiel et **70 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

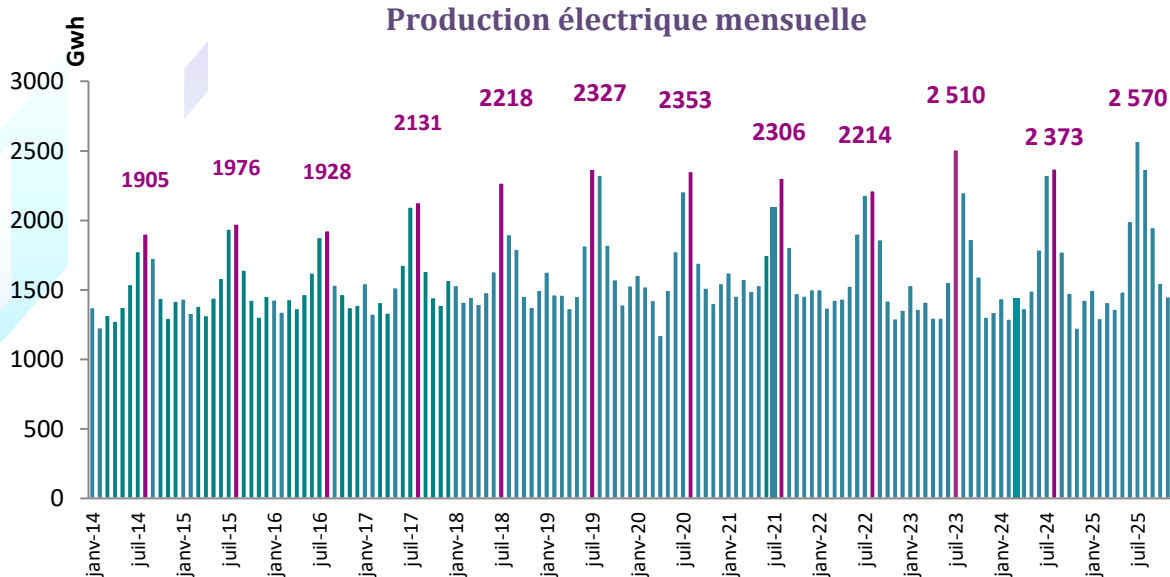
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **4837 MW** à fin novembre **2025** contre **4888 MW** à fin novembre **2024**.

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.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



| VENTES D'ELECTRICITE | | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------|-------------|-------------|--------------------|---------------------|
| | | Unité : GWh | | | | |
| | | A fin novembre | | | | |
| | Réalisé 2024 | 2015 (a) | 2024 (b) | 2025 (c) | Var (%) (c)/(b) | TCAM (%) (c)/(a) |
| Haute tension | 1175 | 1283 | 1062 | 1243 | 17% | -0,3% |
| Moyenne tension | 7067 | 6022 | 6555 | 6549 | -0,1% | 0,8% |
| Basse tension | 8868 | 6476 | 8165 | 8197 | 0,4% | 2% |
| TOTAL VENTES ** | 17110 | 13 781 | 15 782 | 15 989 | 1% | 1% |

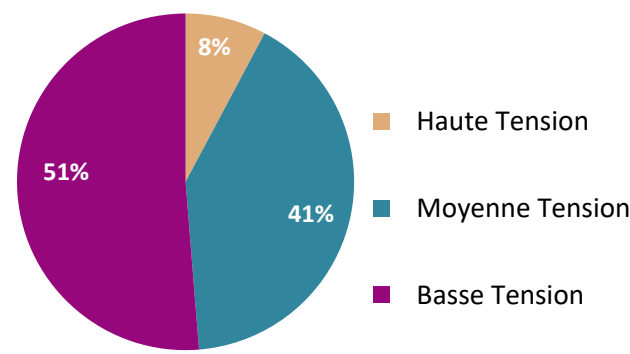
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d’électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** entre fin novembre **2024** et fin novembre **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **17%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une quasi-stabilité. 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.

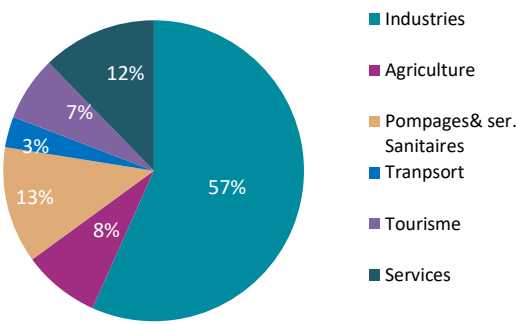
Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin novembre **2025**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l’industrie du papier et de l’édition (**+9%**) , le pompage d’eau et service sanitaire(**+9%**) et les industries extractives (**+6%**) contre une baisse du pompage agricole (**-4%**) et les industries du textile et de l’habillement (**-3%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin novembre 2025



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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables :

| SOURCE | REGIME | PROJETS | ETAT D'AVANCEMENT |
|--------------------------------|--------------|---|--|
| Energie solaire photovoltaïque | CONCESSION | Appel d'offres 2018 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 | Projet Kairouan de 100MW : <ul style="list-style-type: none">• Mise en service en décembre 2025. Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : <ul style="list-style-type: none">• Etat d'avancement environ 95%, entré en service au premier trimestre de 2026. Projets de Gafsa 100 MW : <ul style="list-style-type: none">• Signature de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu fin 2026. |
| | | Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs) | 1^{er} Round : Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun : <ul style="list-style-type: none">• Qair International SAS à El Ksar (Gafsa)• SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid)• VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes) Signature des accords de projets le 24 mars 2025. |
| | | | 2^{ème} Round : Le ministère a reçu trois offres le 30 juin 2025 , le dépouillement a été achevé. Attribution de deux projets d'une puissance de 100 MW chacun. |
| | AUTORISATION | Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat) | Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) : <ul style="list-style-type: none">• Qair International SAS d'une puissance de 198 MW. Signature des accords de projets le 24 mars 2025. |
| | | Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectué | Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW) Etat d'avancement : Mise en service de 15 projets : <ul style="list-style-type: none">• 04 projets de 10 MW chacun.• 11 Projets de 1MW chacun. |

| | | | |
|--|----------------|---|---|
| | | | |
| | | 5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024-juin2025) | Octroi de 186 accords de principe d'une puissance totale de 288MW (116 projets catégorie 1MW + 66 projets catégorie 2MW + 04 projets catégorie 10MW). |
| | AUTOPRODUCTION | Basse tension | Environ 400 MW installés |
| | | MT/HT | Mise en service des projets d'une puissance totale de 70 MW |
| | STEG | Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW | Mise en service en avril 2022 |
| | | Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW | Mise en service en juin 2022. |

| SOURCE | REGIME | PROJETS | ETAT D'AVANCEMENT |
|--------|------------|---|--|
| EOLIEN | CONCESSION | Appel d'offres (sites proposés par l'Etat) | Extension de puissance des sites de Djebel Abderrahmen à Nabeul de 200MW à 400 MW, de Djebel Tbagha à Kébili de 100MW à 600MW et ajout de quatre nouveaux sites à El Guetar (Gafsa) d'une puissance de 200MW, à Zaghouane d'une puissance de 200MW, à Fériana (Kassserine) d'une puissance de 100MW et à Beni Khedache (Medenine) d'une puissance de 500MW. Lancement de la campagne de mesure de vent en début 2026. |
| | | Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs) | 1^{er} round : Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW. |

| | |
|-------------------------|---|
| kt | Mille tonne |
| Mt | Million de tonne |
| tep | Tonne équivalent pétrole |
| ktep | Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep) |
| Mtep | Million de tonne équivalent pétrole |
| PCI | Pouvoir calorifique inférieur |
| IPP | Producteurs Indépendants d'électricité |
| MW | Mégawatt |
| GWh | Gigawatt -heure |
| HT | Haute Tension |
| MT | Moyenne Tension |
| BT | Basse Tension |
| ONEM | Observatoire National de l'Energie et des Mines |
| TCAM | Taux de Croissance Annuel Moyen |
| CSM | Consommation spécifique Moyenne tep/GWh |
| Pointe | Puissance maximale appelée MW |
| FHTS | Fioul à haute teneur en soufre 3,5% |
| FBTS | Fioul à basse teneur en soufre 1% |
| CC | Cycle combiné |
| TG | Turbine à gaz |
| TV | Thermique à vapeur |
| kbbl/j | Mille barils par jour |
| Mm³/j | Million de normal mètre cube par jour |