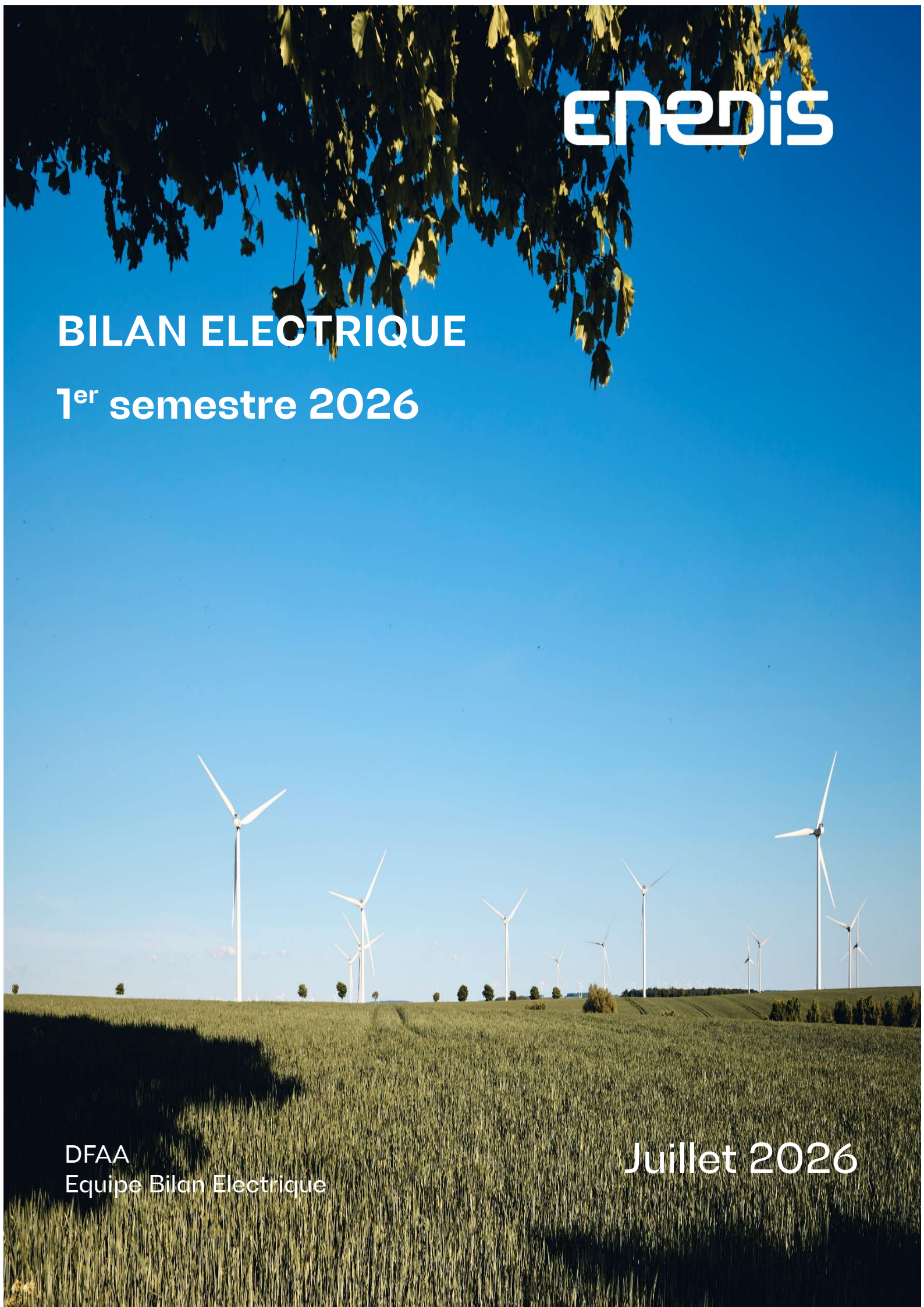




enedis

BILAN ELECTRIQUE

1^{er} semestre 2026

DFAA
Equipe Bilan Electrique

Juillet 2026

Vision globale du système électrique, le Bilan Electrique analyse les flux d'énergie électrique ayant transité sur le réseau Enedis.

Il retrace d'abord toutes les sources d'électricité qui entrent (injection) sur le réseau Enedis :

- L'énergie injectée par RTE via les postes sources ;
- L'énergie injectée par les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ;
- Et la production décentralisée, c'est-à-dire l'électricité produite localement et injectée par les installations raccordées directement au réseau Enedis (panneaux solaires, éoliennes, etc.).

Il détaille ensuite ce qui sort (soutirages) du réseau :

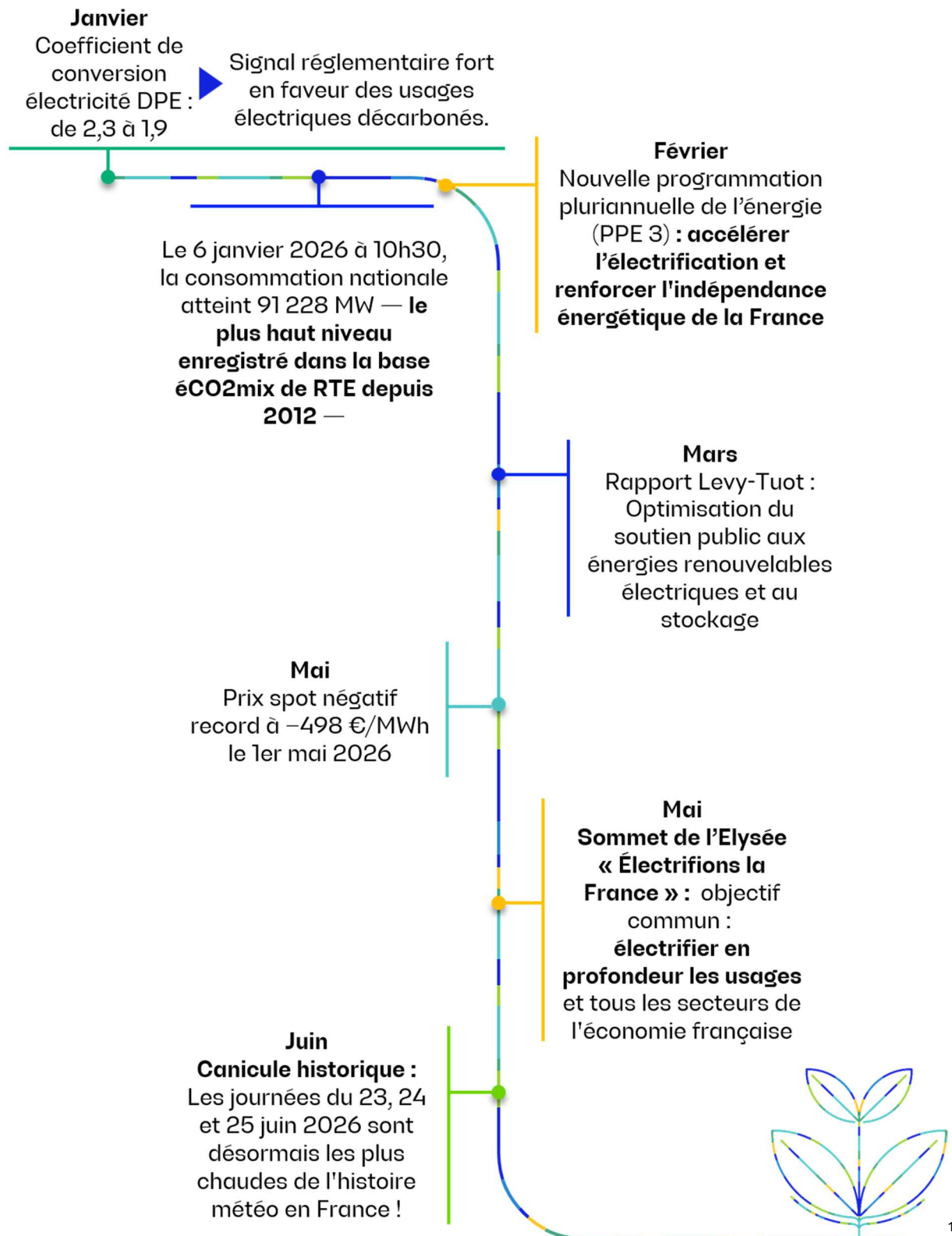
- La consommation des clients raccordés au réseau Enedis ;
- Les pertes techniques (consommation du réseau et de ses ouvrages) et non techniques (fraudes, erreurs de comptage, intercontrats, ...) ;
- L'énergie soutirée par les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ;
- Et l'électricité renvoyée vers RTE lorsqu'elle n'est pas consommée localement.

En complément, le bilan dresse trois focus :

- L'évolution du climat et l'utilisation d'une nouvelle Température Normale ;
- L'évolution de l'autoconsommation ;
- Et les prix négatifs.

Bonne lecture à toutes et tous

Les moments forts du semestre



¹ Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. *Tableau de bord de l'électrification*. Initiative « Électrifions la France ». Disponible sur : [voir la synthèse RTE-Enedis](#)

Les chiffres clés du semestre

Janvier

Février

Mars

Avril

Mai

Juin



Météo

**Température
moyenne : 12,8°C**

+0,9°C vs S1 2025

Nébulosité
moyenne : 3,7 octas

-0,6% vs S1 2025

Vent
moyen : 3,4 m/s

+2,1% vs S1 2025



Consommation

Consommation moyenne par
site du S1 2026 :
Résidentiels : 2,3 MWh
Professionnels : 4,1 MWh
Entreprises : 134,3 MWh

Nombre de
sites : 39,2 M
+0,3M vs S1 2025

**Consommation totale
corrigée
170,3 TWh**

+1,9 TWh vs S1 2025

**Consommation
RES : 78,0 TWh**

Consommation
PRO : 19,0 TWh

Consommation
ENT : 73,3 TWh



Production

Production décentralisée
totale : 45 TWh

+12,7 % vs S1 2025

**Puissance installée :
56,5 GW**

+6,6 GW vs S1 2025

Taux de charge moyen sur le
semestre : 22,2 %



Prix
SPOT

Moyenne des prix SPOT :
61,78 €/MWh

66,72 €/MWh vs S1 2025

**Part du temps passé en
heure à prix négatifs : 9,4%**



Données réalisées relevées le 9 juillet 2026

L'année 2026 a débuté sous l'influence d'événements météorologiques particulièrement marquants ayant directement affecté les comportements de consommation et les conditions d'exploitation du réseau de distribution.

► La météo :

Hiver pluvieux record, printemps le plus chaud de l'histoire, canicule historique dès juin : l'année 2026 s'annonce d'emblée comme un millésime climatique exceptionnel.

► La consommation :

Tous segments confondus, le volume total de consommation corrigée des effets du climat a atteint 170,3 TWh sur la période janvier-juin, soit 1,7 TWh de plus que l'an passé sur la même période, l'équivalent de la consommation totale annuelle de la ville de Rennes.

► La production :

Le premier semestre 2026 confirme l'accélération de la transition du mix de production Enedis : la production totale progresse de 12,7 %, portée avant tout par un photovoltaïque en hausse de 26 %, tandis que l'éolien reste la première filière en volume mais voit son avance se réduire. Le réseau Enedis entre dans une phase où le solaire devient le principal moteur de croissance de la production décentralisée.

► Les prix spot :

Le début de l'année 2026 a été marqué par une abondance d'offre électrique en France et en Europe : forte disponibilité du parc nucléaire français, production renouvelable élevée et hiver relativement doux. Résultat : les prix spot moyens ont nettement reculé par rapport au début de 2025. Au T1 2026, le prix spot moyen s'est établi autour de 71 €/MWh contre 100 €/MWh au T1 2025. Les prix spot négatifs font leur apparition dès février.

Fort de ces faits marquants, le **bilan électrique de ce premier semestre 2026** s'établit ainsi :

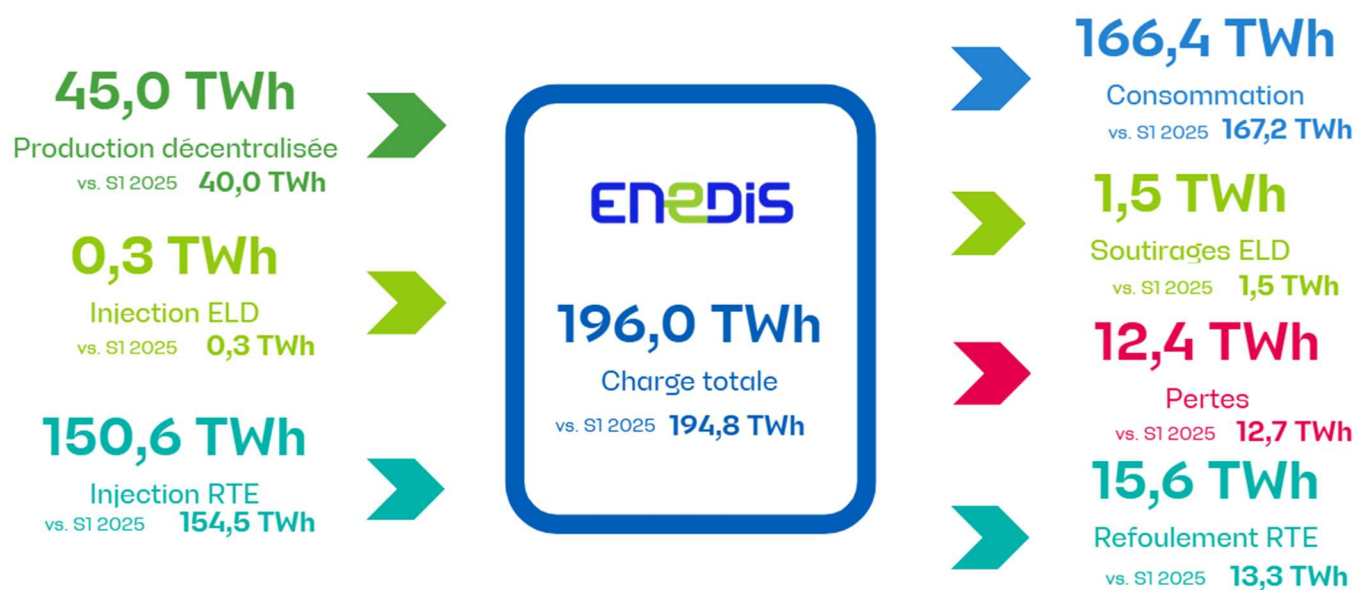


Figure 1 : Bilan électrique du premier semestre 2026, données de consommation réalisée

Météo

12,9 °C

Température moyenne

+0,9 °C

S1 2025

+1,9 °C

normale

3,8 octas

Nébulosité moyenne

-0,6 %

S1 2025

3,4 m/s

Vent moyen

+2,1 %

S1 2025

Les données ci-dessous sont des données Météo France prenant en compte une pondération propre à la consommation électrique.

Chronique d'un semestre hors normes

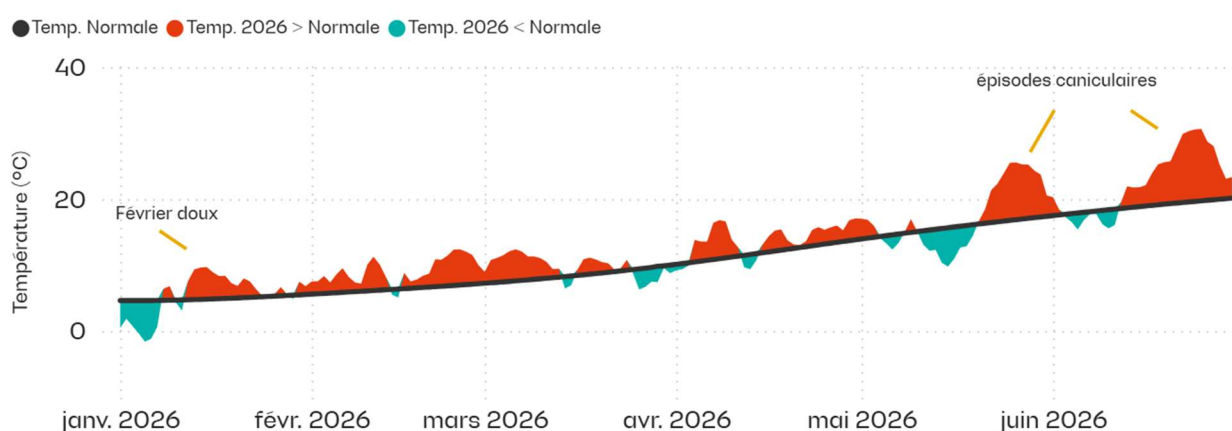


Figure 2 : Températures moyennes hebdomadaires et écarts à la Normale

Un hiver qui commence par le froid, avant de basculer

Le semestre démarre par un coup de froid. Les tout premiers jours de janvier ont été particulièrement hivernaux, avec des températures très proches du seuil de vague de froid. Du 1er au 11 janvier, l'écart de température avec la normale atteint -3,6 °C, et le 5 janvier est la journée la plus glaciale avec une anomalie de -7 °C, et des températures sous les -10 °C dans de nombreuses régions.

Cette rigueur thermique se traduit immédiatement sur les courbes de charge. Le 6 janvier, la puissance électrique appelée atteint un pic de plus de 70,6 GW, au périmètre Enedis, dépassant le précédent record d'appel de puissance de l'hiver 2025 (68,2 GW). La règle physique qui gouverne l'hiver électrique se vérifie une fois de plus : nos estimations indiquent qu'en hiver, chaque baisse de 1°C se traduit par une demande supplémentaire d'un peu moins de 2 GW, soit l'équivalent de la consommation électrique de Paris, nécessitant environ 2 réacteurs nucléaires pour répondre à ces besoins (travaux en cours sur la méthode et les indicateurs).

Cette séquence illustre le profil bimodal typique d'une journée hivernale froide, avec un plateau matinal (7h-13h) lié à la reprise d'activité et un second pic en soirée (18h-20h) porté par le retour au foyer et la remontée du chauffage électrique.

À partir du 12 janvier, les conditions s'inversent radicalement et les températures ne redescendent plus sous les moyennes : la température moyenne mensuelle finit proche de la normale (+0,1 °C). Événement marquant du mois : la tempête Goretti, qui s'accompagne de fortes rafales de vent traversant le pays. Sur la nébulosité, le mois reste contrasté mais, malgré un léger déficit, l'ensoleillement de janvier n'est pas très éloigné de sa normale.

Février : le mois qui ne connaît pas de répit

Entre le 7 janvier et le 19 février, les perturbations et tempêtes actives Goretti, Nils et Pedro se succèdent, apportant des pluies quasi quotidiennes sur des sols déjà saturés. La tempête Nils marque particulièrement les esprits par la violence de ses rafales, dépassant par endroits 180 km/h — l'un des épisodes venteux majeurs du semestre, avec des répercussions attendues sur les avaries réseau liées aux chutes d'arbres et de branches sur les lignes.

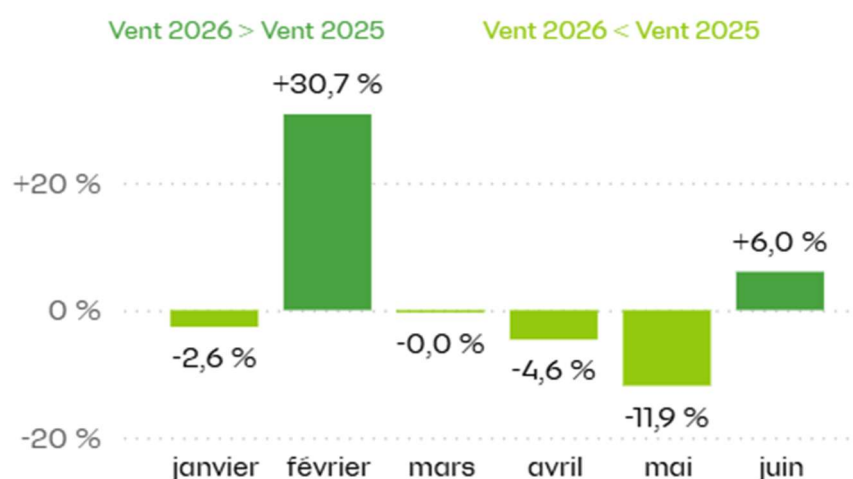


Figure 3 : Ecart au vent moyen de 2025

Sur le plan thermique, le mois bascule dans l'exceptionnel : février 2026 devient anormalement chaud, avec une anomalie de +3,1 °C, et se classe au 2e rang des mois de février les plus chauds depuis 1900. Cette douceur inhabituelle desserre mécaniquement la contrainte hivernale sur le réseau, la thermosensibilité hivernale jouant alors en sens inverse de janvier. Côté ciel, l'histoire se complique : février 2026 affiche un déficit d'ensoleillement avec une hausse de la nébulosité de +4,8 %. Selon Météo-France, l'hiver météorologique 2025-2026 se classe ainsi au 4e rang des plus doux à l'échelle nationale.

Mars : le vent reprend la main, le soleil se réinstalle

Mars 2026, plus tempéré, affiche une anomalie de +1,1 °C. Le début du mois se déroule dans une grande douceur printanière, avant un refroidissement à mi-mois, puis en fin de mois.

Sur cette période de transition, la sollicitation du réseau reste modérée : ni pointe de froid extrême, ni pointe de chaleur.

Avril : la bascule vers l'été, un mois record

Après un début de mois encore frais, avril bascule rapidement dans une ambiance quasi estivale. Entre le 4 et le 10 avril, un épisode de chaleur précoce fait grimper les températures avec de nombreux records mensuels battus. La température moyenne nationale atteint 13,8 °C, soit +1,7 °C au-dessus des normales, plaçant avril 2026 au 3e rang des mois d'avril les plus chauds depuis 1900.

Le soleil domine largement tout le pays avec une nébulosité moyenne en baisse de 11,9 %. Cette configuration météo, chaude et très ensoleillée, favorise également une production photovoltaïque abondante en journée (+30,4 %), contribuant à la multiplication des heures de prix négatifs qui va se confirmer au fil du printemps.

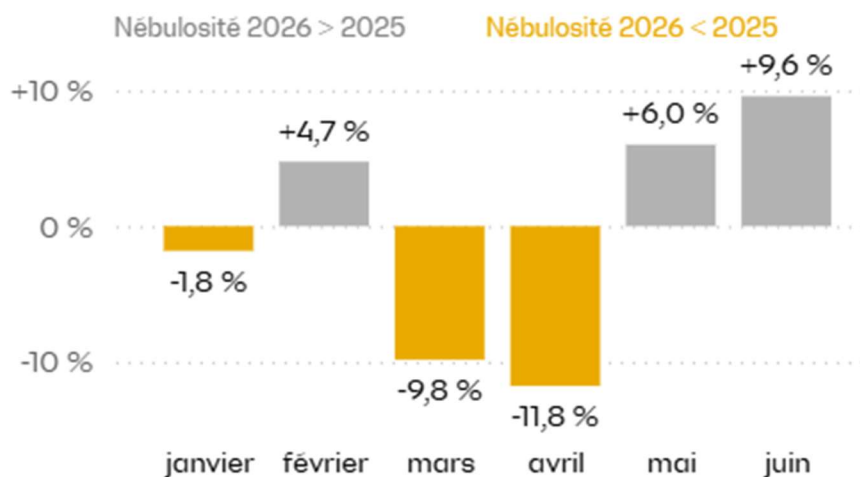


Figure 4 : Ecart à la nébulosité moyenne de 2025

Mai : le printemps le plus chaud jamais enregistré, entre pause fraîche et déflagration finale

Mai commence par une respiration, avec un épisode froid touchant le pays du 12 au 18 mai, avant de s'emballer brutalement en toute fin de mois. Un épisode de chaleur inédit par sa précocité concerne le pays entre le 21 et le 30 mai, battant de nombreux records mensuels à l'échelle nationale. La dernière décade du mois affiche une anomalie proche de +9 °C, avec une température moyenne nationale de 23,2 °C sur cette période.

Ainsi avec une moyenne nationale de 17,1 °C, mai 2026 devient le deuxième mois de mai le plus chaud jamais enregistré en France, derrière mai 2022. Le printemps dans son ensemble entre dans l'histoire, avec une anomalie de +1,7 °C, le plus chaud depuis 1900.

Cette abondance solaire couplée à une demande de climatisation encore limitée en cette saison se traduit par une multiplication des heures de prix négatifs : en mai 2026, 20 jours (64,5 % du mois) connaissent au moins un créneau strictement négatif, avec un plancher atteint à -498 €/MWh le 1er mai.

Juin : une canicule qui dépasse 2003 en intensité et en précocité

Le semestre s'achève sur son épisode le plus intense. Un épisode de canicule étendu et très intense touche la France hexagonale à partir du 16 juin, avec une première vigilance orange activée le 18 juin, qui s'étend ensuite à toutes les régions. Au total, 90 départements sont placés en vigilance orange canicule, soit 91 % de la population, dont 49 départements en vigilance rouge, soit 52 % de la population : un des épisodes de vigilance les plus étendus jamais déclenchés.

L'intensité dépasse toutes les références connues à l'échelle nationale. Il s'agit d'une canicule d'une sévérité exceptionnelle, dépassant celle d'août 2003 en intensité et équivalente en durée. Mercredi 24 et jeudi 25 juin deviennent les journées les plus chaudes jamais enregistrées en France, atteignant pour la première fois 30 °C en moyenne nationale sur 24h. Le 22 juin, près de 500 records mensuels ou absolus sont battus à travers le pays, et le 25 juin, 72 départements sont placés en vigilance rouge, un record national.

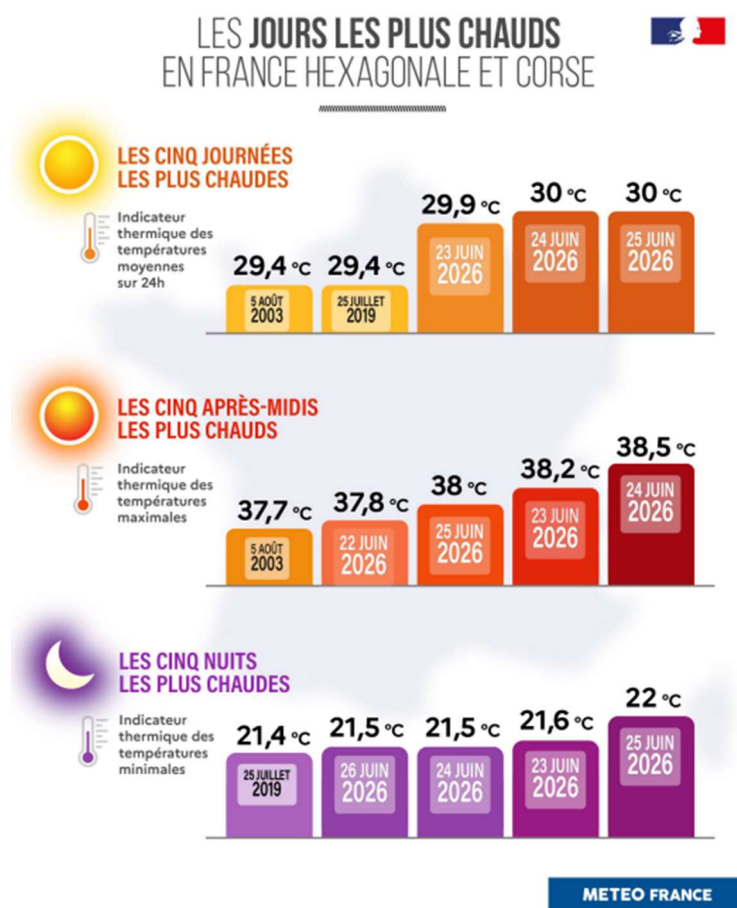


Figure 5 : Illustration des jours les plus chauds jamais enregistrés par Météo France.²

Ces six derniers mois confirment une bascule constatée depuis quelques années : un hiver perturbé, pluvieux et venté (tempêtes Goretti, Nils, Pedro), suivi d'un printemps continûment plus chaud que la normale, et d'un ciel de plus en plus ensoleillé au fil des mois, sauf en février où la nébulosité est restée dominante. Cette trajectoire se lit directement dans les dynamiques du système électrique national :

- En janvier, la pointe de froid a généré un record de consommation hivernale (70,6 GW), confirmant la forte thermosensibilité du réseau au chauffage électrique ($\sim +2 \text{ GW}/^{\circ}\text{C}$) ;
- En mai-juin, l'abondance solaire a multiplié les heures de prix bas (410 heures à prix strictement négatif sur le semestre, soit 9,4 % du temps depuis début 2026), tandis que la canicule de juin a fait grimper la consommation de 1,5 TWh (climatisation et ventilation complémentaires), +7,4 GW en moyenne sur la journée la plus chaude le 25 juin.

² Météo France. Bilan climatique de juin 2026 : le mois de juin le plus chaud jamais enregistré avec une canicule historique. Disponible sur : [Bilan climatique de juin 2026 | Météo-France](#)

Sur le réseau de distribution Enedis, l'hiver a sollicité la robustesse mécanique des infrastructures face au vent (tempêtes), tandis que l'été a révélé la vulnérabilité thermique des équipements (Penn-ar-Bed - Finistère) et le risque orageux post-canicule (Nord/Aisne), justifiant l'accélération des programmes de modernisation d'Enedis (câbles, transformateurs, capteurs de prévision).

Résumé en graphiques :

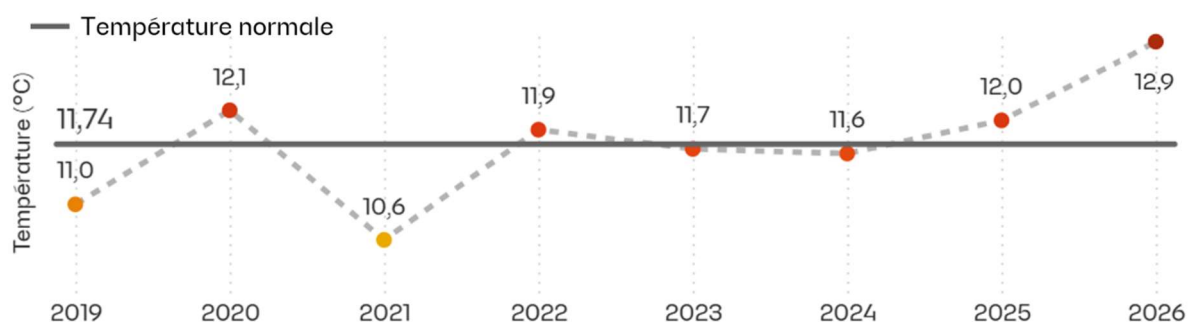


Figure 6 : La moyenne des températures réalisées pour le premier semestre est largement dépassée en 2026

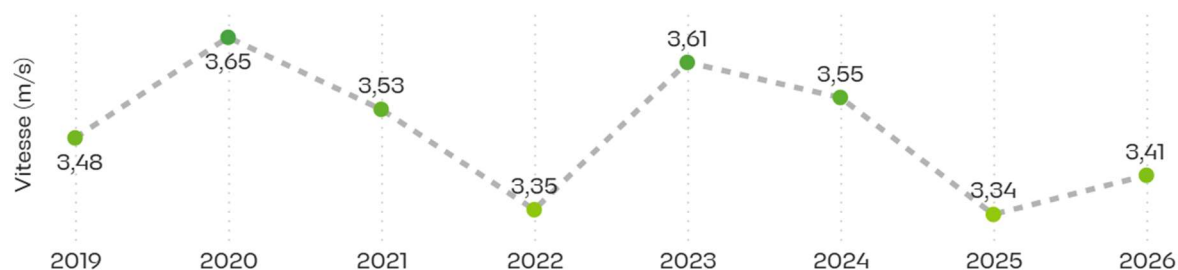


Figure 7 : Ce premier semestre 2026 figure parmi les moins ventés

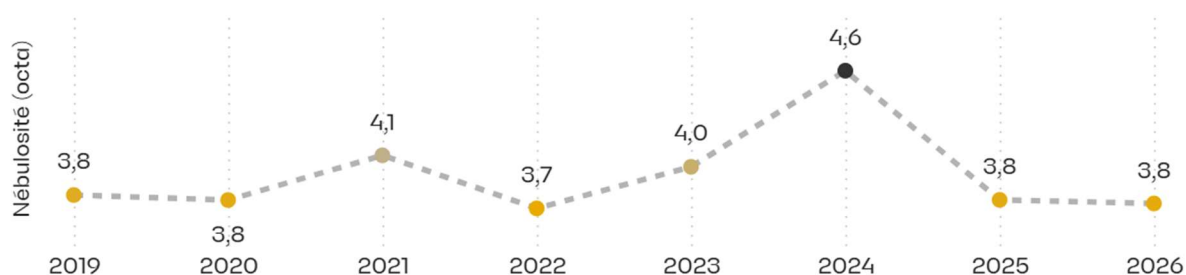


Figure 8 : La nébulosité moyenne de ce semestre est la deuxième plus basse enregistrée après 2022

Consommation



* Les données sont placées à climat Normal et hors ELD. Les modèles de correction climatique sont spécifiques à chacun des segments.

La consommation totale corrigée réalisée de ce semestre a marqué une hausse de 1,0 % par rapport au premier semestre 2025.

Tous segments confondus, le volume total de consommation corrigée a atteint 170,3 TWh sur la période janvier-juin, soit 1,7 TWh de plus que l'an passé sur la même période, l'équivalent de la consommation totale annuelle de la ville de Rennes.

Cette hausse de 1,0 % est le double de celle constatée sur le 1^{er} semestre 2025 par rapport à 2024. La hausse de la consommation hors effet du climat s'explique par deux effets :

- L'augmentation constante autour de 0,7 % par rapport à 2025, le nombre de sites atteint 39,2 millions fin juin 2026,
- L'augmentation de la consommation par site de 0,3 %, particulièrement marquée sur le segment Résidentiels (+ 0,6 %) démontrant le développement des usages électriques.

Malgré cette progression la consommation sur le premier semestre 2026 reste très en-deçà de la consommation avant 2019, sur tous les segments.



Figure 9 : Consommation totale TWh corrigée en TWh sur les 1ers semestres

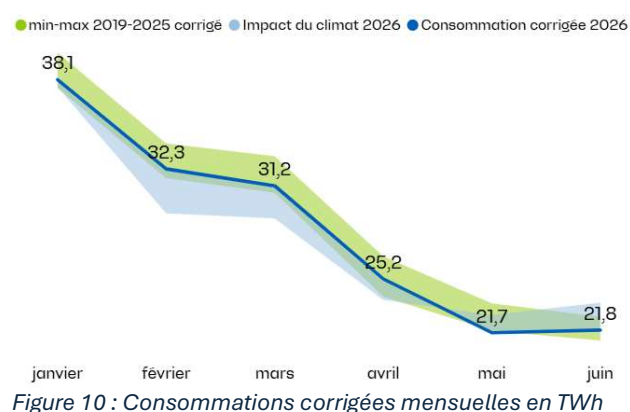


Figure 10 : Consommations corrigées mensuelles en TWh

Vue mois par mois

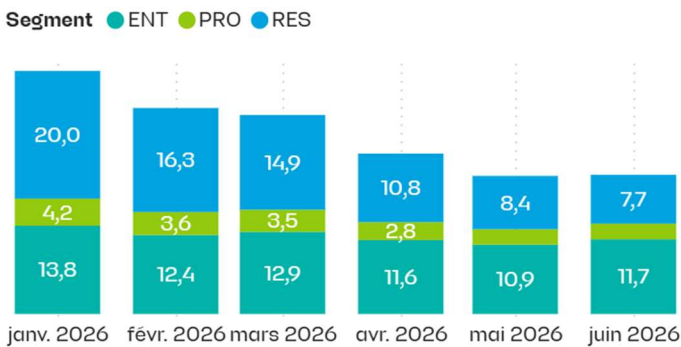


Figure 11: Consommations mensuelles corrigées par segment en TWh - S1 2026

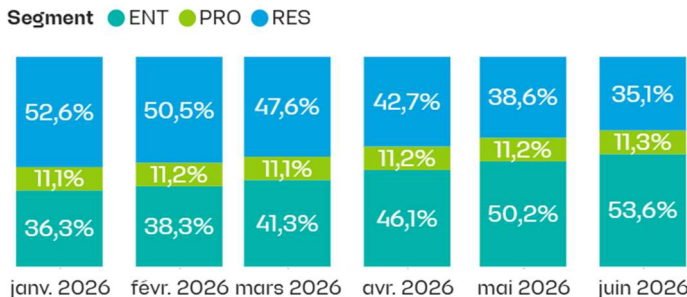
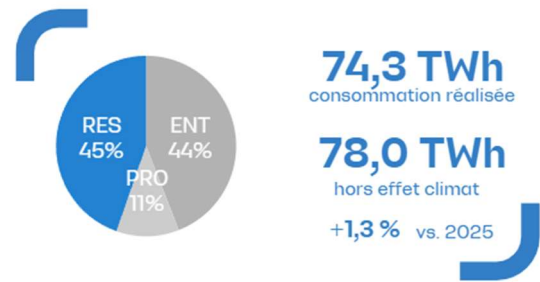


Figure 12 : Proportion de consommation mensuelle corrigée par segment - S1 2026

Tableau 1 : A consommation corrigée du climat, évolution de la part de chaque segment par rapport au S1 2025

Segment	S1 2026 (TWh)	Part du total en 2026	S1 2025 (TWh)	Évolution
Résidentiels	78,1	45,8 %	77,0	1,3 %
Professionnels	19,0	11,2 %	19,0	0,2 %
Entreprises	73,3	43,0 %	72,6	1,0 %
Total	170,3	100,0 %	168,6	1,0 %

Segment Résidentiels



La consommation du segment Résidentiels représente 45 % de la consommation totale d'Enedis sur la période. Ce segment regroupe les habitations résidentielles. Leur puissance souscrite ne dépasse pas 36kVA.

C'est le segment le plus thermosensible : son poids dans le mix mensuel passe de 52,4 % en janvier (pointe hivernale) à 35,6 % en juin, illustrant la contraction saisonnière classique de la demande de chauffage à mesure que le semestre avance.

Ce premier semestre est marqué par l'augmentation de la consommation corrigée des effets du climat (+1,3 %) par rapport à 2025, avec deux effets :

- le nombre de sites augmente comme chaque année de 0,7 % pour atteindre 33,9 Millions de sites soit 86,6 % des sites Enedis,
- la consommation de chaque site qui augmente de 0,6 % avec le développement des usages électriques (Pompe à chaleur, Véhicules électriques, et Véhicules Hybrides Rechargeables).

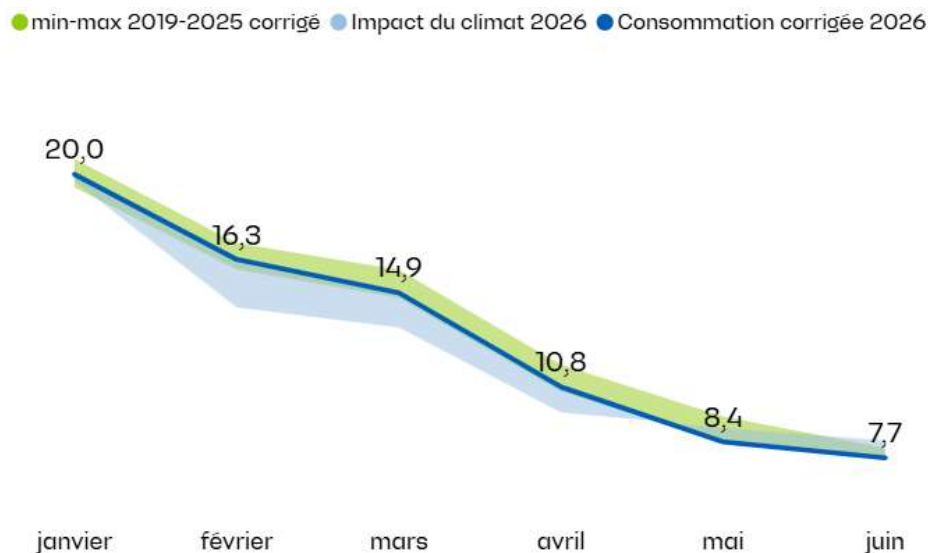
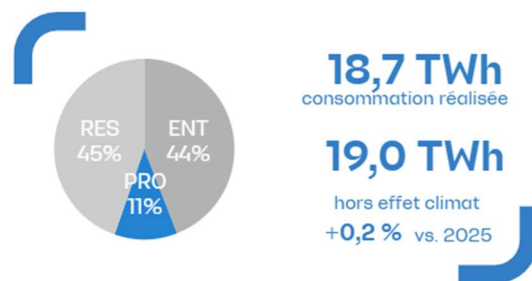


Figure 13 : Consommations mensuelles du segment Résidentiels en TWh – S1 2026

Segment Professionnels



La consommation du segment Professionnels représente 11 % de la consommation totale d'Enedis sur la période. Ce segment regroupe les commerces, les indépendants, ... ainsi que l'éclairage public. Leur puissance souscrite ne dépasse pas 36kVA.

Le plus petit des trois segments en volume, et le plus stable en proportion du total : sa part oscille entre 11,1 % et 11,3 % chaque mois du semestre.

Ce segment a vu sa consommation corrigée augmenter globalement de 0,2 %. Le nombre de sites professionnels continue sa progression avec une augmentation de 24 658 sites entre janvier et juin 2026 (soit +0,5 %).

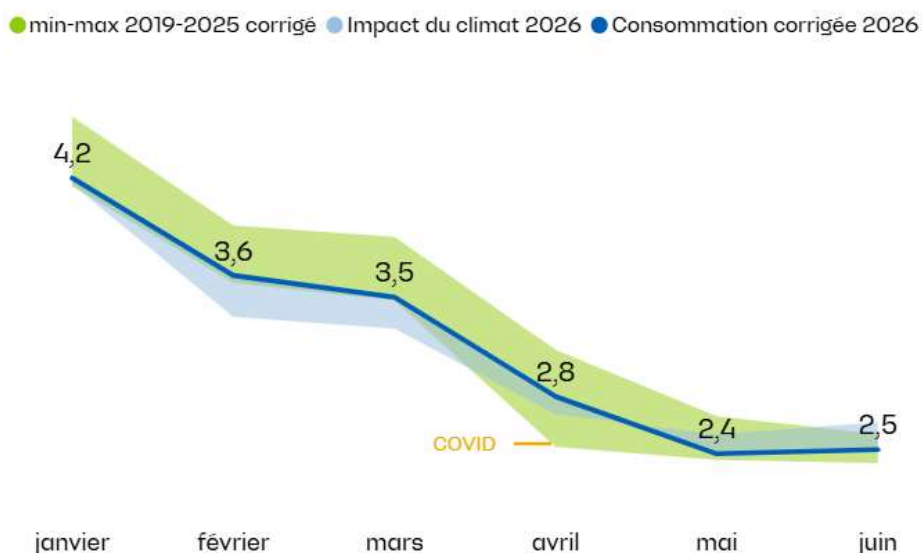
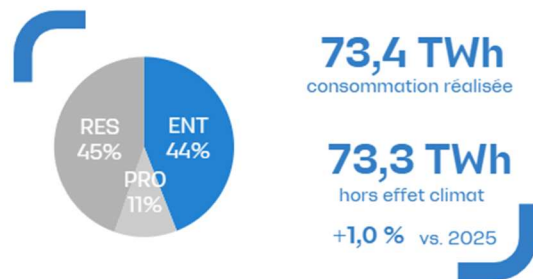


Figure 14 : Consommations mensuelles du segment Professionnels en TWh – S1 2026

Segment Entreprises



La consommation du segment Entreprises représente 44 % de la consommation totale d'Enedis sur la période.

Ce segment regroupe les entreprises telles que les PME et les TPME ainsi que les PMI. Leurs puissances souscrites ne dépassent pas 250kVA.

Le mois de juin caniculaire fait grimper la consommation de ce segment de client au même titre que les autres segments, lié à l'usage de la climatisation et des appareils de réfrigération. Hors effet du climat, la consommation du segment évolue sur ce semestre de 1 %.

Le nombre de sites d'entreprises a connu, de son côté, une progression de 1,3 % depuis début 2026, ce qui représente 6769 sites.

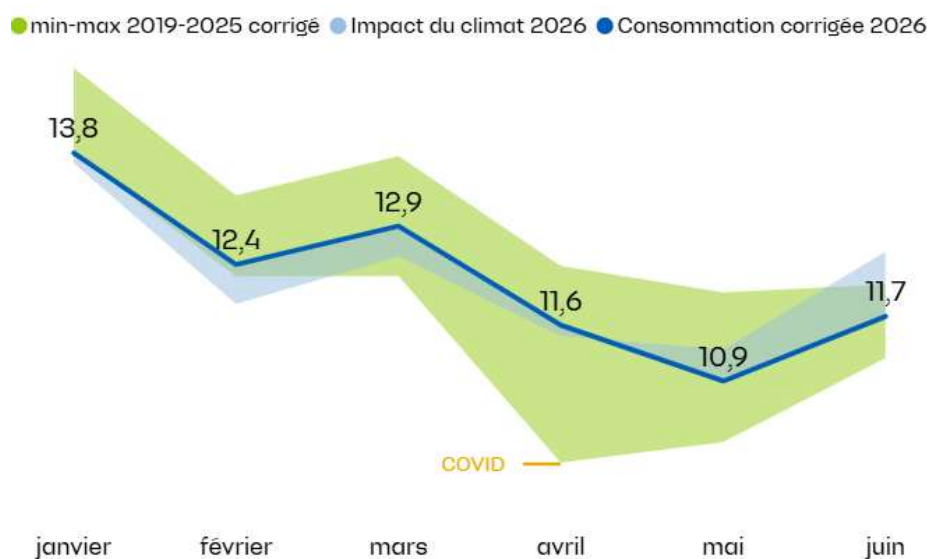


Figure 15 : Consommations mensuelles du segment Entreprises en TWh - S1 2026

Production décentralisée

45,0 TWh

Production totale

+12,7 %

vs. S1 2025

56,5 GW

Puissance installée

+13,3 % +6,6 GW*

vs. S1 2025



15,8%

de la production nationale

* chiffre basé sur la puissance raccordée au sens puissance maximum d'injection pour l'installation

Une hausse significative de la production décentralisée : +12,7 %

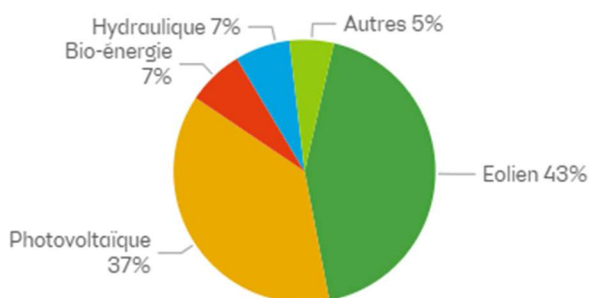


Figure 16 : Répartition de la production décentralisée en 2026

Le premier semestre 2026 marque une nouvelle étape de croissance de la production décentralisée raccordée au réseau Enedis. La production totale atteint **45,0 TWh**, soit un niveau de production supérieur à celui de 2025 sur toute la période et une progression totale de **+12,7 %**. Cette hausse repose principalement sur l'essor continu du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, sur la progression de l'éolien.

La production totale raccordée au réseau Enedis progresse de **7,4 TWh** en janvier à un point haut de **8,3 TWh** en mars, puis recule à **7,1 TWh** en avril et **6,9 TWh** en mai et remonte à **7,3 TWh** en juin. Cette évolution traduit une production totale **systématiquement supérieure à 2025** sur chaque mois, mais avec un ralentissement en avril-mai lié au recul de l'éolien et une hausse en juin lié aux usages électriques déclenchés par la canicule.



Figure 17 : Production décentralisée mensuelle (TWh)

- Le maximum est atteint en mars avec 8,3 TWh ;
- Février 2026 constitue le mois le plus dynamique (+32,9 %) grâce à une production éolienne exceptionnelle par rapport à février 2025 ;
- La croissance ralentit au printemps sous l'effet du recul de l'éolien mais demeure positive grâce au photovoltaïque.

La production solaire augmente, en effet, de **26,0 % par rapport au premier semestre 2025** et représente désormais **37,5 % de l'ensemble de la production du réseau Enedis**, contre **33,5 % un an auparavant**.

L'éolien demeure la première filière de production sur le réseau Enedis avec 19,5 TWh produits sur le premier semestre de 2026. C'est en hausse de 11,1 % par rapport au premier semestre de 2025. Cependant, sa part relative diminue légèrement sous l'effet de la dynamique beaucoup plus rapide du solaire, notamment dû au climat très ensoleillé de ce semestre.

Tableau 2 : Evolution de la production par filières - S1 2025 <> S1 2026

	S1 2025 (TWh)	S1 2026 (TWh)	Évolution
Production totale	40,0	45,0	12,7%
Production Eolien	17,6	19,5	11,1%
Production Photovoltaïque	13,4	16,9	26,0%
Production Hydraulique	3,2	3,1	-4,0%
Production Bioénergies	3,1	3,1	-0,3%
Production Autre	2,7	2,5	-8,2%

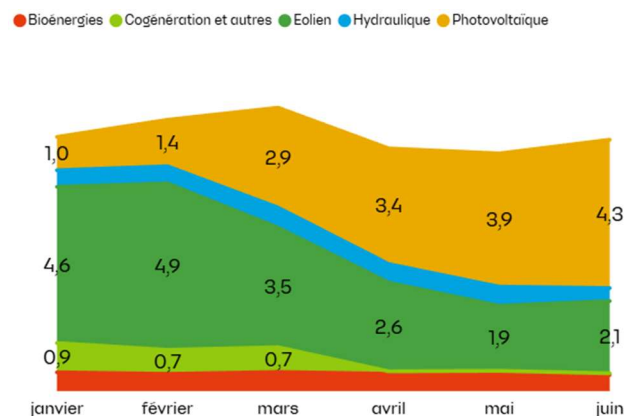


Figure 18 : Production mensuelle par filières (TWh)

L'éolien domine fortement en début d'année puis baisse progressivement. Février est porté par des épisodes de vent importants, tandis qu'avril et mai sont pénalisés par des conditions de vent moins favorables et par des épisodes de prix négatifs.

À l'inverse, le **photovoltaïque suit une trajectoire clairement ascendante**. Cette progression s'explique par la hausse de la puissance raccordée, avec des conditions d'ensoleillement très favorables sur fin-mai et le mois de juin.

La croissance de la puissance raccordée, toutes filières, reste remarquablement stable autour de **+13 % chaque premier semestre**.

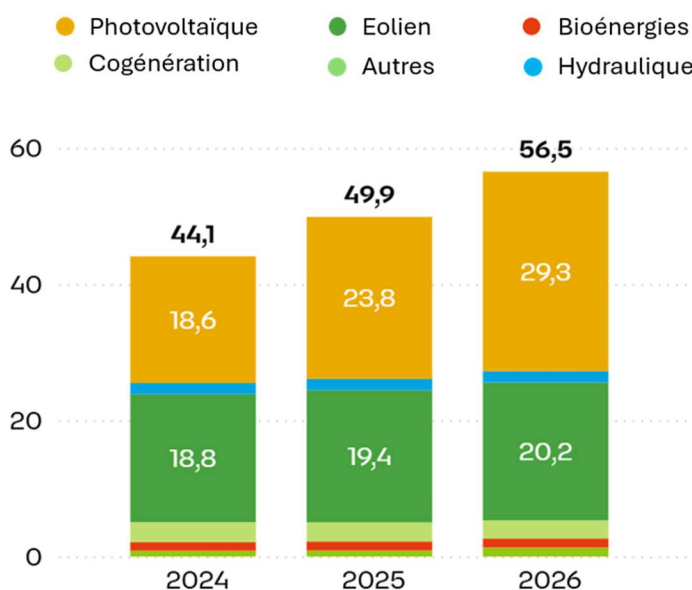


Figure 19 : Puissance installée par filières (GW) - premier semestre

Production Photovoltaïque



Le principal moteur de croissance

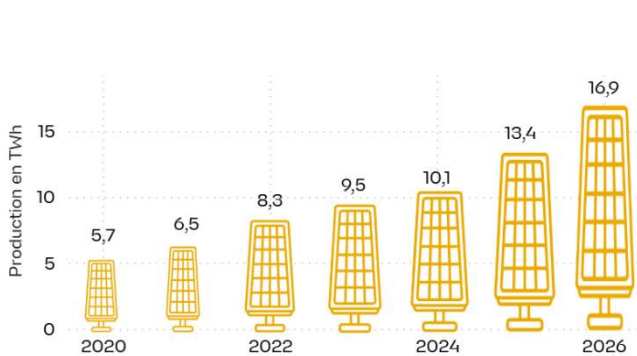


Figure 20 : Production photovoltaïque en TWh - premier semestre

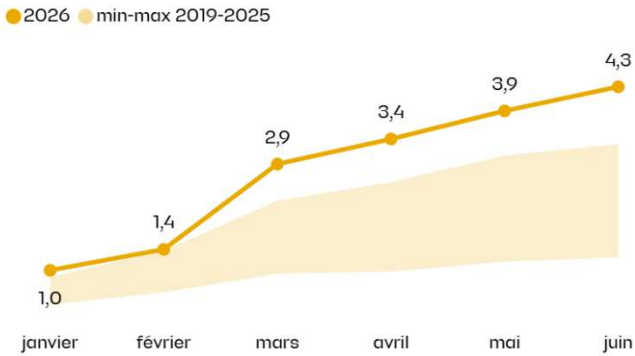


Figure 21 : Production photovoltaïque mensuelle (TWh)

Tableau 3 : Evolution de la production photovoltaïque - S1 2025 <> S1 2026

	S1 2025 (TWh)	S1 2026 (TWh)	Évolution	Part de la production totale en 2025	Part de la production totale en 2026
Production Photovoltaïque	13,4	16,9	26,0 %	33,5 %	37,5 %

Le photovoltaïque représente à lui seul près de **3,5 TWh supplémentaires** sur le semestre, porté par l'accélération du déploiement des installations raccordées au réseau de distribution.

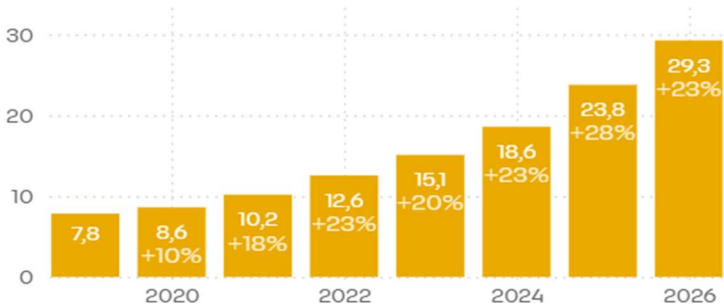


Figure 22 : Puissance photovoltaïque installée (GW) – premier semestre

Une accélération continue entre 2025 et 2026

Les six premiers mois de 2026 confirment et amplifient la dynamique observée en 2025 : le photovoltaïque est la filière renouvelable la plus contributrice à la croissance de la production raccordée au réseau Enedis sur le semestre. Alors que le premier semestre 2025 avait déjà été marqué par une progression exceptionnelle de la production solaire, les résultats de 2026 montrent que cette trajectoire reste solidement orientée à la hausse.

Dès janvier 2026, la production photovoltaïque progresse de **14,5 %** par rapport à janvier 2025, poursuivant la dynamique déjà observée un an auparavant.

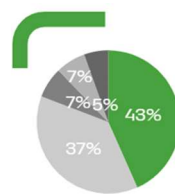
La comparaison devient encore plus marquée au printemps. En mars 2025, la production photovoltaïque atteignait **2,2 TWh**, en hausse de **32,6 %** sur un an. Un an plus tard, mars 2026 enregistre une nouvelle croissance de **29,8 %** par rapport à ce niveau déjà élevé de 2025. La filière bénéficie simultanément de l'augmentation des capacités installées et de conditions météorologiques favorables.

Le même phénomène est observé en avril et la dynamique se poursuit en mai. Cette croissance est remarquable alors même que les épisodes de prix négatifs deviennent plus fréquents au printemps et commencent à influencer le fonctionnement du système électrique.

Les évolutions observées en production sont directement liées à la croissance du parc au S1 2026, qui se poursuit à un rythme voisin de **+24 %** selon les mois.

Cette croissance modifie progressivement la structure même du mix de production raccordé au réseau Enedis. En juin 2026, la production photovoltaïque atteint **4,3 TWh** pour une production totale de **7,3 TWh**, soit plus de la moitié de la production décentralisée du mois. Le photovoltaïque devient ainsi la principale composante de la production renouvelable lors des mois de printemps et de début d'été.

Production Eolienne



19,5 TWh
+11,1 %
+1,9 TWh
vs. 2025

74 %
de la production nationale

Première filière du réseau Enedis

Tableau 4 : Evolution de la production éolienne - S1 2025 <> S1 2026

	S1 2025 (TWh)	S1 2026 (TWh)	Évolution	Part du total en 2025	Part du total en 2026
Production Eolienne	17,6	19,5	11,1%	44,0%	43,4%

L'éolien demeure la première source de production raccordée au réseau de distribution avec un parc qui continue de croître.

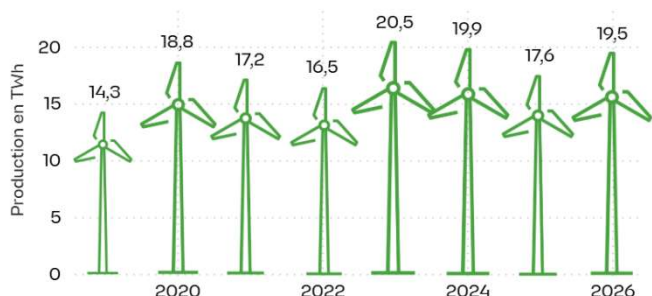


Figure 23 : Production éolienne en TWh - premier semestre

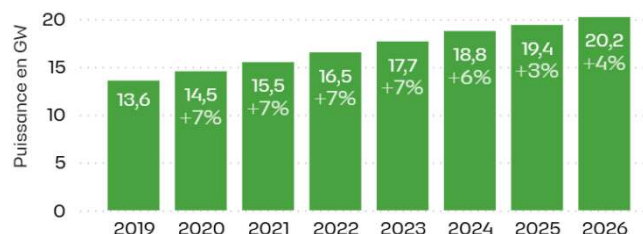


Figure 24 : Puissance éolienne installée (GW) – premier semestre

Une année contrastée

Tableau 5 : Evolution mensuelle de la production éolienne - S1 2025 <> S1 2026

Evolution 2026 vs 2025	Production Eolienne
Janvier	+ 2,3%
Février	+ 74,4%
Mars	+ 11,6%
Avril	- 5,1%
Mai	- 27,1%
Juin	+ 13,4%
Total semestre	+ 11,1%

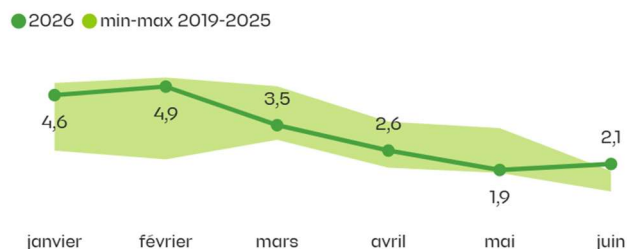
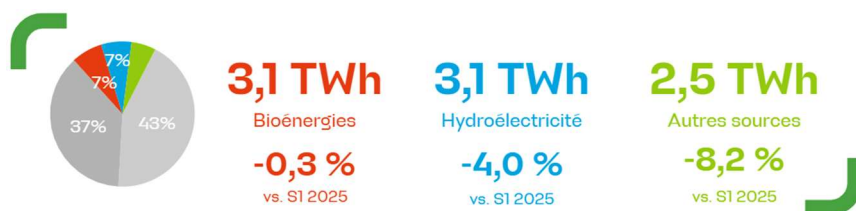


Figure 25 : Production éolienne mensuelle en TWh

L'année débute avec une production éolienne très élevée : janvier reste proche de 2025 malgré des vents légèrement plus faibles ; février constitue un mois exceptionnel grâce à des épisodes fortement venteux (+30,7 % de vitesse moyenne du vent), conduisant à une hausse de production de **+74,4 %**. À partir d'avril, la situation s'inverse : baisse du vent moyen, multiplication des épisodes de prix négatifs en avril et niveaux de prix négatifs très marqués en mai, associés à des périodes peu ventées (baisse de -4,5 % de la vitesse moyenne du vent).

L'éolien demeure la première filière en énergie produite sur le premier trimestre mais devient plus sensible aux conditions économiques et météorologiques jusqu'à la fin du semestre.

Autres sources de production



Les autres filières regroupent principalement l'hydraulique, les bioénergies et les autres productions, dont la cogénération. L'ensemble représente 19,2 % de la production totale de ce semestre.

Tableau 6 : Evolution des autres sources de production - S1 2025 <> S1 2026

	S1 2025 (TWh)	S1 2026 (TWh)	Évolution	Part du total en 2025	Part du total en 2026
Production Hydraulique	3,2	3,1	-4,0%	8,0%	6,8%
Production Bioénergies	3,1	3,1	-0,3%	7,8%	6,9%
Production Cogénération + Autres	2,7	2,5	-8,2%	6,7%	5,5%

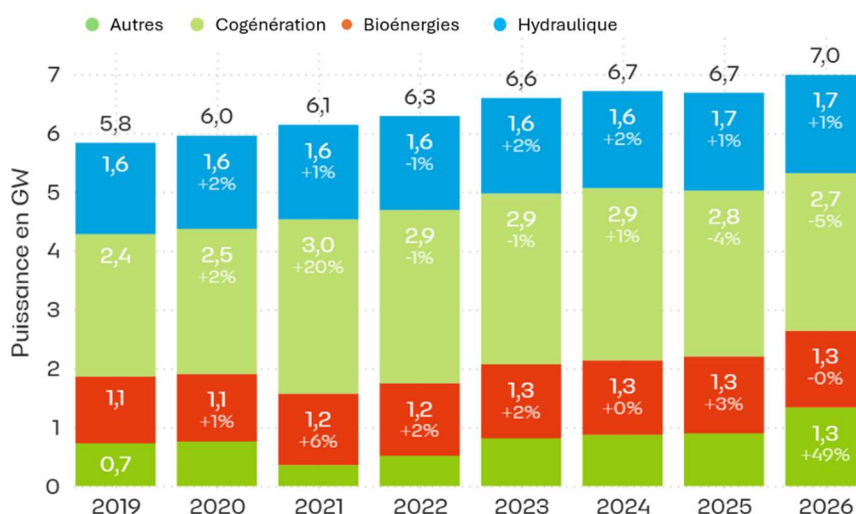


Figure 26 : Puissance installée autres filières de production en GW - premier semestre

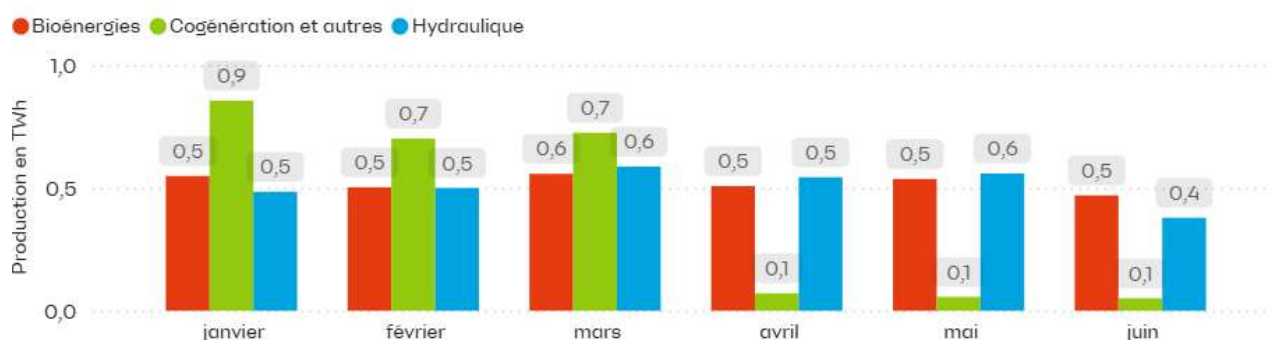


Figure 27 : Production mensuelle des autres sources de production en TWh - S1 2026

La filière hydraulique

La production hydraulique connectée spécifiquement au réseau Enedis correspond à la « petite hydraulique » — les installations au fil de l'eau, généralement inférieures à 10-12 MW, raccordées en HTA/BT. Les grands aménagements (barrages de lac, éclusées, STEP), qui portent l'essentiel du parc hydraulique français, sont très majoritairement raccordés au réseau de transport RTE.

Ce semestre, la production hydraulique mensuelle est restée stable entre 0,4 et 0,6 TWh et termine en retrait de -4 % par rapport à 2025.

Les ouvrages au fil de l'eau qui dominent le raccordement Enedis ont de faibles capacités de modulation, leur production étant principalement conditionnée par les apports hydrauliques. Ils sont donc structurellement plus exposés aux à-coups pluviométriques.

La baisse de production de ce semestre s'explique donc par une pluviométrie très contrastée sur le semestre :

- L'hiver a été très humide, avec le mois de février le plus pluvieux jamais observé, tandis qu'à l'inverse le printemps 2026 s'est classé parmi les dix printemps les moins pluvieux depuis 1959.
- Les précipitations ont été déficitaires dans le Sud-Est, où se concentrent la majeure partie des capacités hydrauliques raccordées au réseau Enedis.

La cogénération

La cogénération est un procédé industriel qui produit simultanément de l'électricité et de la chaleur (ou vapeur) à partir d'une même source d'énergie (gaz naturel, biomasse, etc.). La puissance totale installée sur le réseau Enedis est de 2 679 MW, en baisse de -5 % en juin 2026.

Depuis le 1er janvier 2026, la cogénération sur le réseau Enedis a joué un rôle plus limité qu'en 2025. La montée en puissance du nucléaire, de l'éolien et surtout du photovoltaïque a réduit le besoin de production thermique. La cogénération conserve toutefois un rôle de flexibilité locale et industrielle, mais son poids relatif dans le mix électrique continue de diminuer depuis plusieurs années.

Les bioénergies

Depuis le 1er janvier 2026, la filière bioénergie du réseau Enedis a conservé un comportement globalement stable, apportant une production renouvelable pilotable tout au long du semestre. En effet, la production reste peu sensible aux conditions météorologiques et contribue de manière régulière à l'alimentation du réseau car le combustible (biogaz, biomasse, déchets) est stockable.

Cependant, son poids relatif dans le mix de production Enedis a tendance à diminuer en 2026. Cette évolution s'explique principalement par la forte progression du photovoltaïque, de l'éolien et de la production nucléaire.

Prix SPOT

61,78 €

Moyenne des prix SPOT en €/MWh

vs 66,72 € en S1 2025

9,4 %

Part du temps passé en heure à
prix négatifs

vs 8,4 % en S1 2025

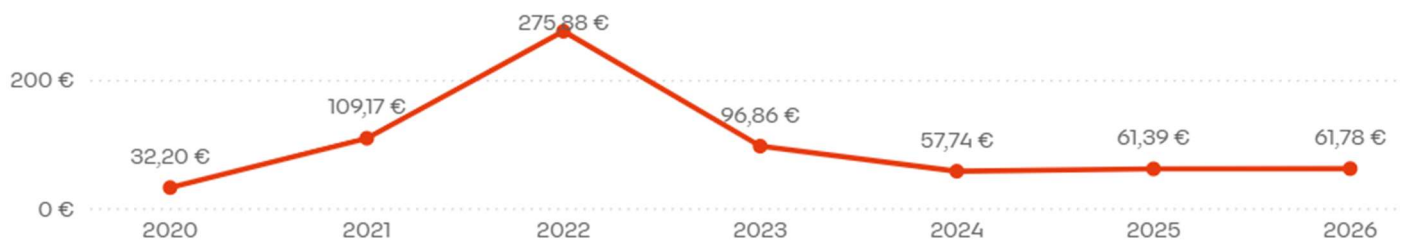


Figure 28 : Prix SPOT moyen par année en €/MWh

Les prix spot négatifs, longtemps considérés comme des épisodes exceptionnels, s'installent désormais comme un phénomène récurrent. Ils traduisent un déséquilibre croissant entre une production abondante — notamment renouvelable — et une demande qui demeure structurellement faible à certaines périodes.

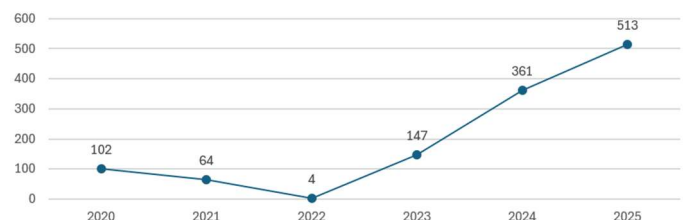


Figure 29 : Nombre d'heures à prix négatifs par an

Mais avant d'aller plus loin, parlons du fonctionnement des marchés de gros de l'électricité.

Avant d'analyser plus précisément la multiplication des prix négatifs, il convient de rappeler le rôle du marché de gros de l'électricité. Ce marché est l'espace où l'électricité est achetée et vendue en amont de sa livraison aux clients finaux.

On distingue principalement deux catégories de produits :

- Les produits spot, négociés pour une livraison le lendemain ou le jour même, sur les marchés journaliers et infra-journalier ;
- Les produits à terme, contractualisés à l'avance pour des livraisons futures, qui représentent la majorité des volumes échangés.

Comment se forme le prix spot ?

Le prix spot résulte d'un mécanisme d'enchères. Les producteurs soumettent leurs offres selon leur coût marginal de production, du plus faible au plus élevé : c'est le principe du merit order. Les moyens de production les moins coûteux à mobiliser sont appelés en premier.

- Le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau présentent des coûts marginaux faibles, mais offrent une flexibilité limitée à court terme.
- Les énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, ont un coût marginal proche de zéro.
- Les centrales thermiques fossiles, au gaz ou au charbon, sont appelées ensuite car leurs coûts variables sont plus élevés.

Le prix de marché est ensuite fixé par le coût de la dernière unité de production nécessaire pour satisfaire la demande. On parle de prix marginal.

Déclencheurs des prix spot négatifs

Lorsque la production –notamment renouvelable– est abondante et la demande faible, ce coût marginal peut s'approcher de zéro, voire devenir négatif. Les producteurs acceptent alors de payer pour écouler leur énergie plutôt que d'arrêter leurs installations.

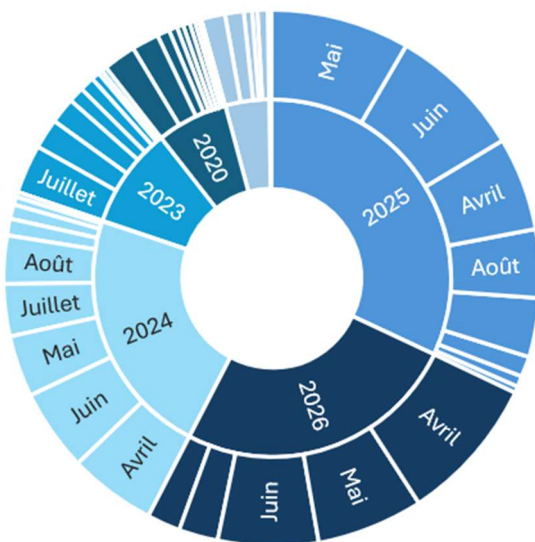


Figure 30 : Proportion d'heures à prix spot négatifs 2020-2025

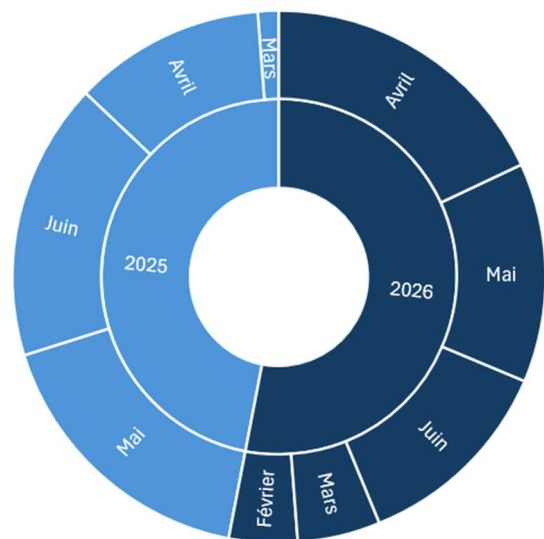


Figure 31 : Proportion d'heures à prix spot négatifs S1 2025 <> S1 2026

Les facteurs déclencheurs sont :

- Conjonction d'une forte production nucléaire, hydraulique et renouvelable.
- Faible demande.
- Capacités d'export saturées : les pays voisins connaissent eux-mêmes des prix négatifs simultanément dans plus de 80 % des cas.
- Production des parcs sous obligation d'achat (OA) : ils produisent « à tout prix », sans incitation à s'arrêter.

Pourquoi des prix négatifs de plus en plus fréquents ?

Cette accélération résulte de trois dynamiques concomitantes :

- Montée des EnR : le développement rapide du solaire et de l'éolien génère des excédents lors des pics de production (printemps, après-midi, week-ends).
- Demande structurellement basse : la consommation reste inférieure à son niveau pré-crise sanitaire malgré l'électrification en cours.
- Retour du nucléaire : la forte disponibilité du parc nucléaire français amplifie la surproduction lors des périodes creuses.

Que montre ce premier semestre 2026 ?

Le phénomène de prix spot négatifs sur le marché français de l'électricité s'est amplifié en 2026. Depuis 2023, chaque semestre a vu le nombre d'occurrences de prix négatifs augmenter d'année en année (77 % en 2024, +35 % en 2025 et 13 % en 2026).

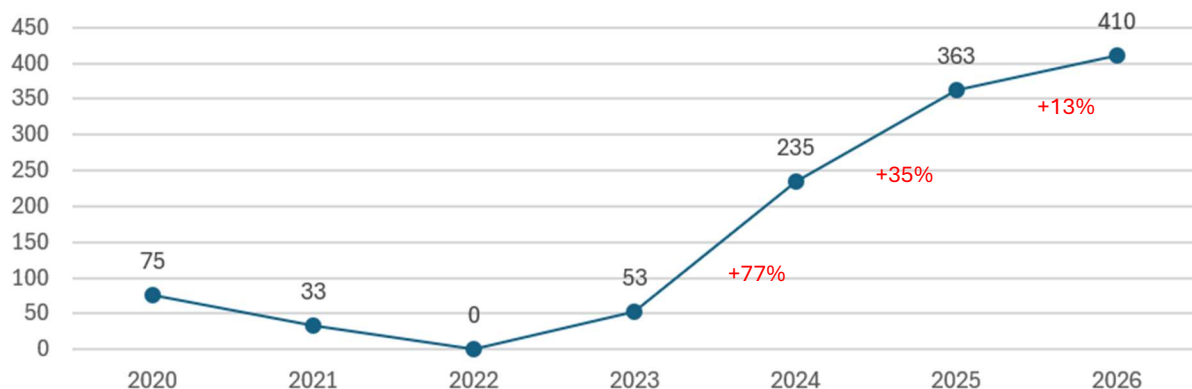


Figure 32 : Nombre d'heures à prix spot négatifs - premier semestre

Le système électrique français a historiquement été conçu sur le principe suivant : une offre pilotable (nucléaire, hydraulique, thermique) qui s'ajuste à une demande variable et relativement prévisible.

Les épisodes observés depuis 2023 reflètent au travers du signal prix spot un déséquilibre entre une offre abondante, en partie intermittente, et une demande atone sur certaines plages horaires.

Ce premier semestre confirme donc une inflexion observée depuis 2023 : le marché électrique français entre dans une phase où les excédents de production deviennent plus fréquents. Cette tendance devra toutefois être suivie dans la durée, car les prochaines années pourraient être marquées par une reprise de la consommation sous l'effet de l'électrification des usages, notamment les pompes à chaleur, les véhicules électriques ou encore l'évolution des plages d'heures creuses.

En chiffres :

- Entre le 1er janvier et le 30 juin 2026, nous avons comptabilisé 410 heures de prix négatifs, contre 53 heures à la même période en 2023 — soit un facteur multiplicateur de $\times 7,7$ en trois ans.
- Les prix négatifs ont fait leur entrée cette année dès le mois de février et en nombre (32 heures à prix spot moyens négatifs).

- La profondeur des épisodes s'est également dégradée. Sur la période janvier-mai 2026, le niveau moyen des épisodes négatifs a avoisiné -20 €/MWh, contre -8,9 €/MWh en 2025 sur la même période.
- Le 1er mai 2026 à 13h30, le prix spot a atteint -498,65 €/MWh, frôlant le plancher réglementaire fixé à -500 €/MWh, un plancher technique qui n'avait jamais été approché à cette amplitude.

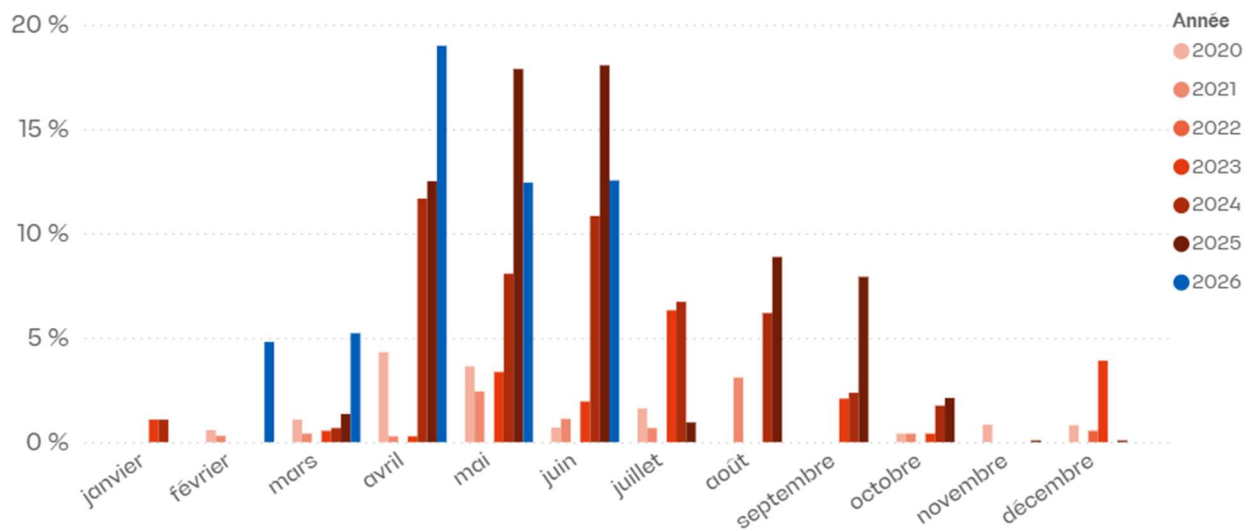


Figure 33 : Saisonnalité des heures à prix spot négatifs

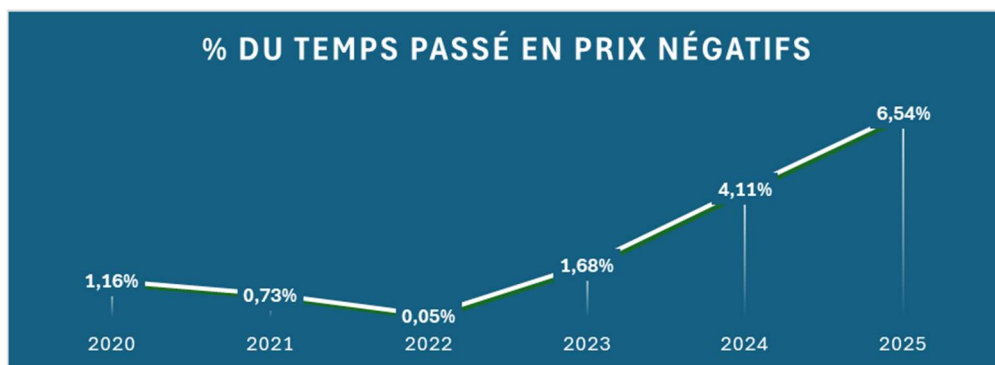


Figure 34 : Part du temps passé en prix spot négatifs

FOCUS

- ▶ **L'évolution du climat et l'utilisation d'une nouvelle Température Normale**
- ▶ **L'autoconsommation individuelle**
- ▶ **Les prix négatifs**

L'évolution du climat et l'utilisation d'une nouvelle Température Normale

La consommation électrique sur le réseau Enedis dépend de plusieurs facteurs, comme la météo, la saison, la conjoncture économique, etc.

Parmi ces facteurs, la météo est le facteur qui influence le plus la consommation. En France, une part significative des logements est chauffée à l'électricité, en particulier dans le segment Résidentiels (37,2 %, SDES, enquête logement 2020³). Il est déclenché dès que la température extérieure baisse : quelques degrés de moins en hiver suffisent à faire varier fortement les volumes consommés.

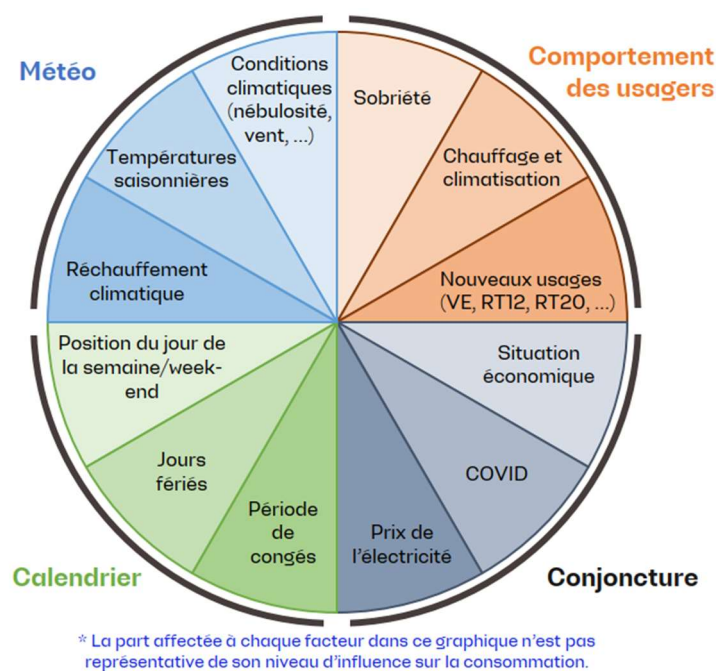


Figure 35 : Facteurs qui influencent la consommation électrique

La thermosensibilité n'est pas la même toute l'année. En hiver, le chauffage domine largement et une baisse de température entraîne une surconsommation rapide. En été, la climatisation progresse mais reste moins répandue ; l'effet température existe, mais il est moins marqué qu'en hiver. On observe plutôt des rebonds estivaux ponctuels.

³ Service des données et études statistiques (SDES), Ministère de la Transition écologique. *Les conditions de logement des ménages résidant en France en 2020*. Disponible sur : [Les conditions de logement des ménages résidant en France](#)

La consommation globale est également une somme de comportements très différents. Le segment des **Résidentiels**, qui représente une part majeure des sites (45 %), concentre l'essentiel de la thermosensibilité du système (chauffage électrique, eau chaude, climatisation). Le segment des **Professionnels** a une double sensibilité : chauffage l'hiver et climatisation l'été. Quant aux **Entreprises**, elles sont moins sensibles en moyenne, mais avec des profils spécifiques selon l'activité (industrie, tertiaire, data centers).

La thermosensibilité est donc très impactante pour l'analyse des volumes : une année douce peut masquer une croissance réelle des usages et une année froide peut donner l'illusion d'une hausse structurelle.

Les correctifs climatiques

Nous avons donc besoin de distinguer ce qui relève du climat de ce qui relève d'une **évolution réelle des usages**. Pour comparer les années entre elles, on neutralise donc l'**effet climatique** sur la consommation d'électricité, afin de comparer des volumes à **climat "normal"**. Le correctif climatique est donc la différence entre une consommation estimée à température réalisée et une consommation estimée à température normale.

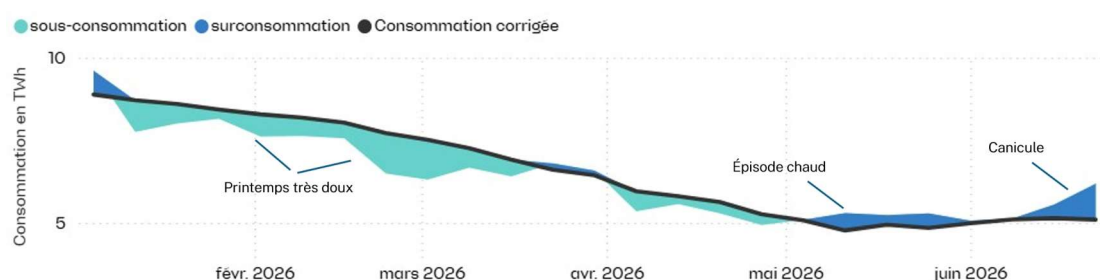


Figure 36 : Consommations hebdomadaires en TWh au premier semestre 2026

Une fois l'effet climat neutralisé, on peut étudier les effets suivants :

- La saisonnalité (ex : rupture d'août dans une partie des entreprises)
- Le calendrier (jours fériés, ponts ...)
- La **sobriété**,
- L'électrification **des usages** (PAC, VE),
- L'effet **prix**,
- Les effets **réglementaires**.

Il est important de bien choisir la température normale qui permet de réaliser la normalisation des effets climatiques sur la consommation. Jusqu'ici, la température normale utilisée est calculée à partir d'un historique de 30 ans pour représenter le climat moyen, avec l'hypothèse d'un climat constant sur ces trente années.

Depuis 2022, on constate que les températures réalisées sont systématiquement plus chaudes que les normales, à cause du dérèglement climatique. Pour capter ce changement, une nouvelle normale à climat changeant est à l'étude. Elle permettra de capter les variations récentes observées.

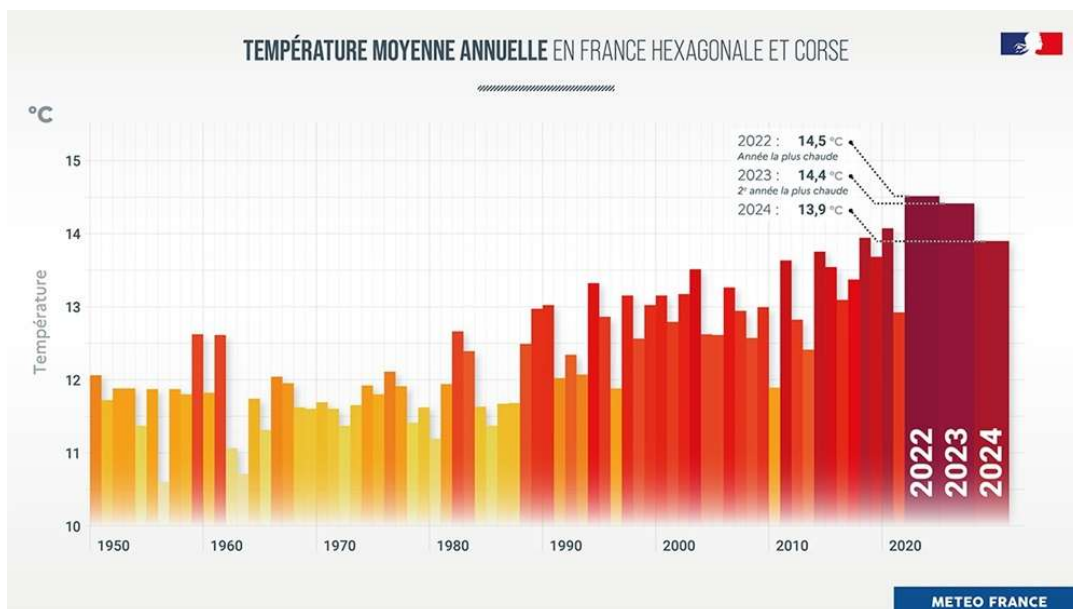


Figure 37 : Evolution des relevés de température homogénéisés jusqu'en 2024⁴

La nouvelle température normale présentant des températures plus élevées, en cours d'étude, permettra d'affiner les écarts en énergie.

Fait marquant : canicule du mois de juin

La canicule de juin, historique par son intensité et sa précocité, touche le bilan électrique sur l'ensemble de ses piliers : consommation et production et prix de marché.

Côté consommation, la thermosensibilité estivale est nettement plus faible que l'hivernale : chaque degré supplémentaire fait grimper la demande de ~0,7 GW en moyenne, contre ~2 GW par degré de moins en hiver — soit un facteur d'environ trois⁵. La climatisation ajoute néanmoins un « bandeau » de consommation substantiel, en cours d'estimation : sur la journée la plus chaude du 25 juin, +7,4 GW de surconsommation en moyenne ont été observés.

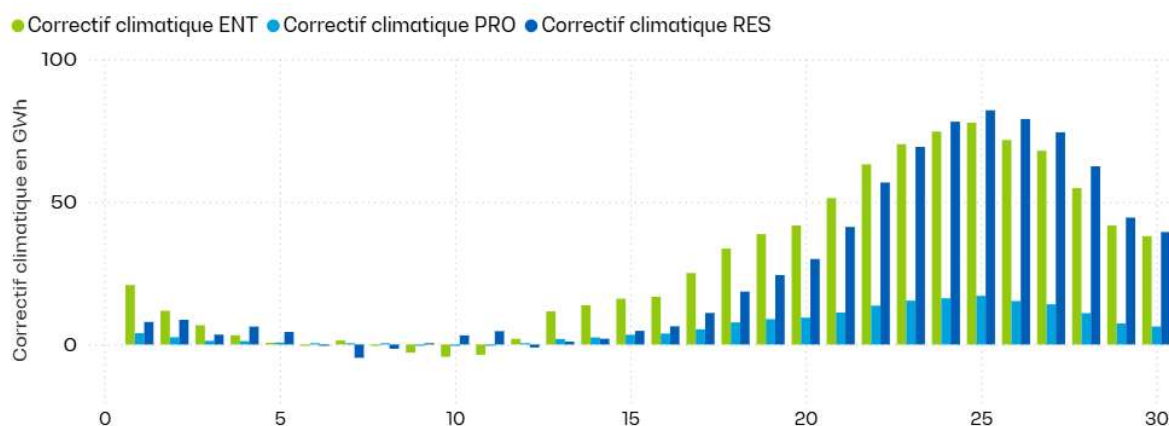


Figure 38 : Evolution de l'impact climatique en GWh sur le mois de juin 2026

⁴ Météo France. Comment le climat de la France a-t-il évolué depuis 1900 ? Disponible sur : [Evolution du climat de la France depuis 1900](#)

⁵ La climatisation génère, selon RTE, une surconsommation de 10 à 14 GW aux pointes lors des épisodes caniculaires de juin 2026 — contre 500 à 700 MW supplémentaires par degré en situation estivale ordinaire — confirmant une thermosensibilité estivale structurellement croissante, qui s'ajoute, sans la remplacer, à la thermosensibilité hivernale (jusqu'à 2 400 MW par degré de froid).

Tableau 7 : Consommation supplémentaire en juin 2026 de ~1,8 TWh

Correctif climatique ENT	Correctif climatique PRO	Correctif climatique RES	Correctif climatique total
844 GWh	180 GWh	757 GWh	1781 GWh

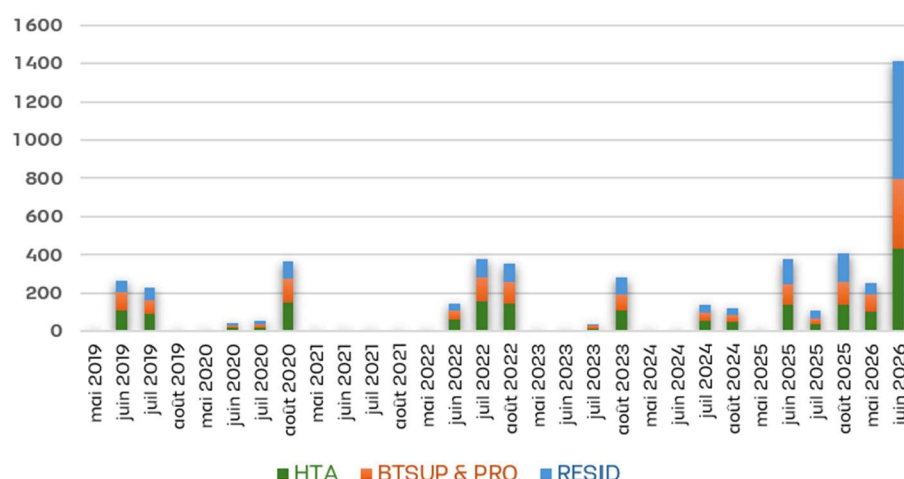


Figure 39 : Impact des jours > 25° depuis 2019 en GWh

Côté réseau de distribution, la canicule de juin révèle quelques fragilités locales, sans perturbation généralisée du réseau. Deux épisodes l'illustrent : une coupure sur transformateur dans le Finistère, touchant jusqu'à 119 000 foyers le 23 juin, puis des coupures liées aux orages du 29 juin dans le Nord et l'Aisne, affectant environ 36 000 foyers. Ces incidents soulignent la sensibilité des infrastructures aux fortes chaleurs et aux aléas orageux post-canicule.

Côté production, la chaleur pèse en retour sur l'offre : selon EDF, la contrainte environnementale sur le refroidissement des centrales situées en bord de rivière conduit, le 23 juin, à une perte de puissance de 2,2 GW (l'équivalent de deux réacteurs), soit 3,5 % de la puissance installée du parc nucléaire (63 GW).

Cette chaleur place également le réseau de distribution sous une pression physique et opérationnelle d'un autre ordre : la chaleur s'accumule dans les galeries techniques souterraines, mettant à l'épreuve câbles, jonctions et équipements en continu, faute de refroidissement nocturne.

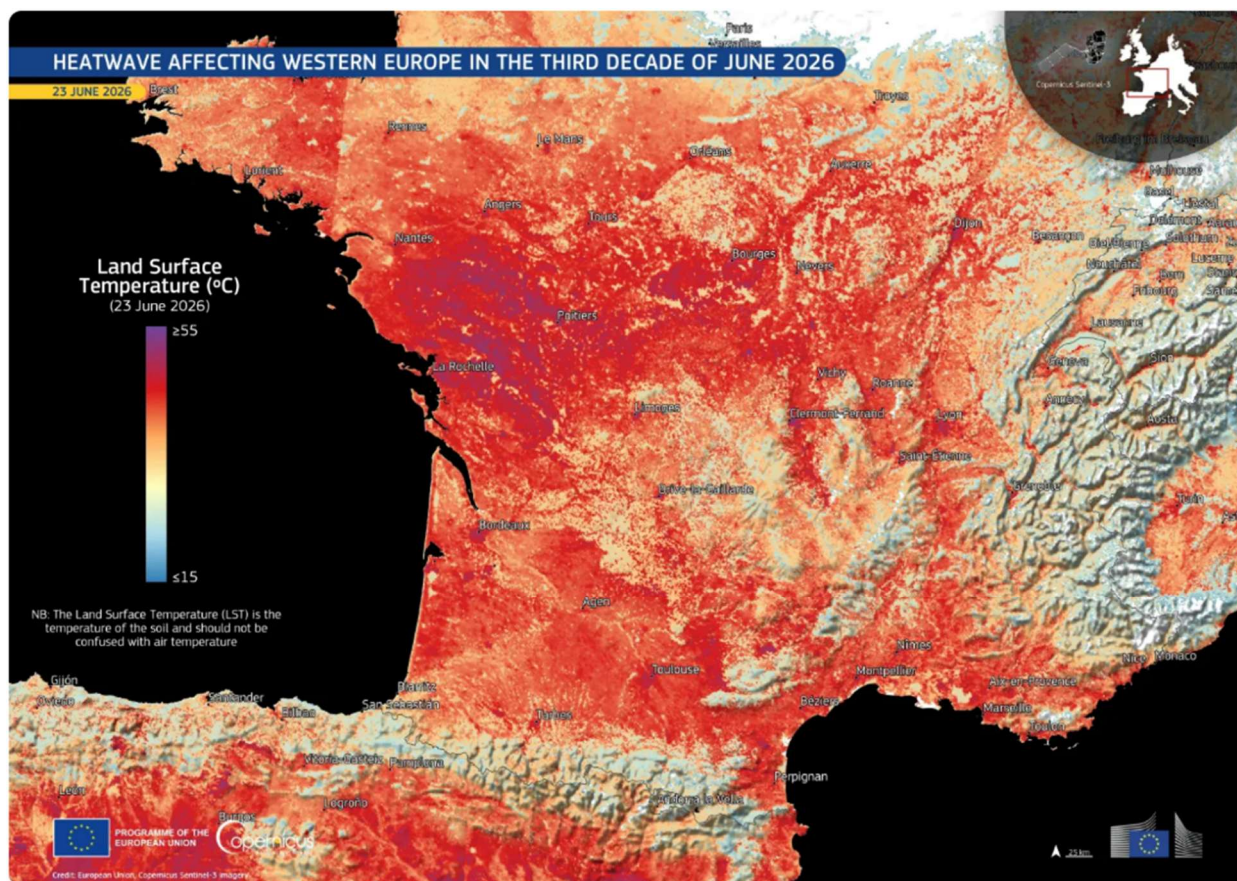


Figure 40 : Visualisation des données, basée sur les données des satellites Copernicus Sentinel-3 acquises le 23 juin 2026 à 09h54 UTC, des températures de surface terrestre à travers la France et le nord de l'Espagne. Ces valeurs reflètent la température de surface terrestre à travers la France et le nord de l'Espagne. Ces valeurs reflètent la température de surface du sol plutôt que celle de l'air ⁶.

Sur le marché spot, cette tension se lit dans la volatilité intra-journalière : le 22 juin, l'écart entre l'heure la moins chère (75,9 €/MWh à 13h) et la plus chère (257,2 €/MWh à 20h) atteint près de 181 €/MWh, et le 24 juin le prix de pointe grimpe à 433 €/MWh.

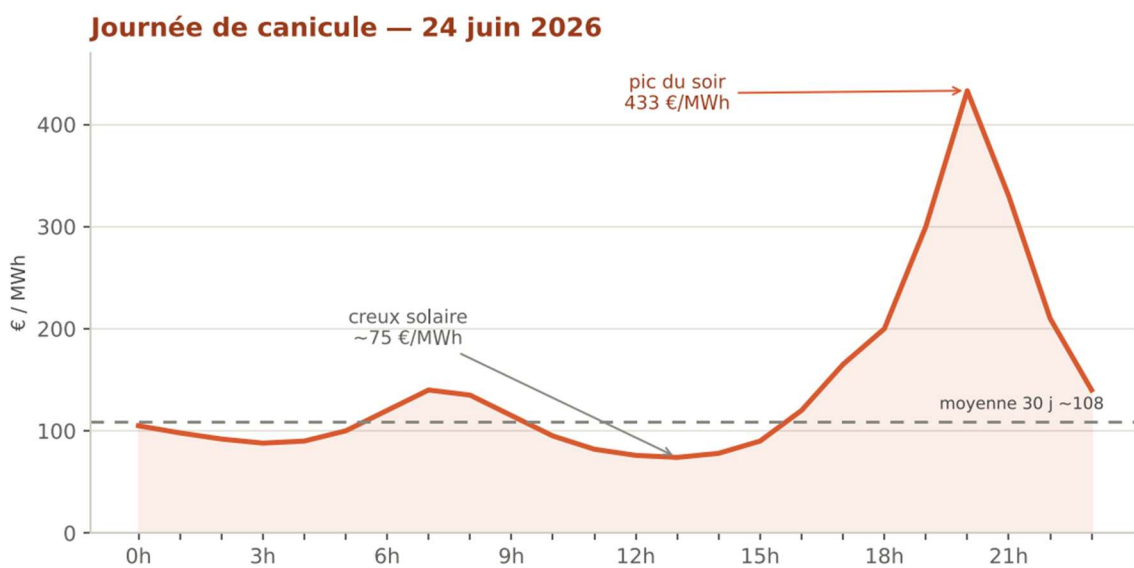


Figure 41 : Illustration du comportement des prix SPOT le 24 juin 2026 par rapport à la moyenne sur les 30 derniers jours

⁶ Programme Copernicus de l'Union européenne. Heatwave affecting Western Europe in the third decade of June 2026. EU Space Support Office. Disponible sur: [Heatwave affecting Western Europe in the third decade of June 2026](#)

L'autoconsommation

individuelle

L'autoconsommation individuelle désigne le fait qu'un producteur, dit auto-producteur, consomme lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par ses propres installations.

L'autoconsommation **avec vente de surplus** est le modèle le plus répandu : le logement ou l'entreprise consomme en priorité l'énergie qu'il produit, et dès que la production dépasse les besoins instantanés (par exemple en plein milieu de journée en été), l'excédent vendu est automatiquement réinjecté sur le réseau. Le producteur signe un contrat avec le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) (Enedis ou une ELD) et un contrat d'achat du surplus avec EDF Obligation d'Achat ou un agrégateur.

Lorsque le producteur **autoconsomme la totalité de sa production**, il doit se déclarer auprès de son gestionnaire du réseau public compétent, comme le stipule le code de l'énergie (L.315-7)⁷. Il signe ainsi la **Convention d'Autoconsommation Sans Injection (CACSI)**.

Il existe des producteurs en autoconsommation de la totalité qui n'ont signé ni de contrat ni de convention CACSI : ce sont les producteurs non déclarés. On estime qu'environ **500 000 sites** sont en autoconsommation **non déclarés**.

Certains producteurs **volent la totalité de leur production**. Ils n'autoconsomment pas. Ils ont un contrat avec le GRD et avec un acheteur. Ils sont en obligation d'achat (rémunérés par exemple par EDF Obligation d'Achat) ou en complément de rémunération (CR).

Dans ce document, nous traitons l'autoconsommation des sites en vente du surplus et celle des sites qui ont signé une CACSI.

Il est important de noter que les données présentées dans les graphiques suivants reposent sur des **estimations** et conservent un **caractère provisoire**. La remontée exacte d'informations s'avérant complexe pour les sites n'ayant pas souscrit de contrat formalisé, une méthodologie de calcul dédiée a été appliquée afin de refléter au plus près la réalité du terrain.

⁷ Légifrance. Code de l'énergie, article L. 315-7. Disponible sur : [Article L315-7 - Code de l'énergie](#)



Figure 42 : Evolution de l'autoconsommation par trimestres en GWh sur le périmètre Enedis

Le premier semestre 2026 confirme la trajectoire haussière de l'autoconsommation électrique en France. Avec un volume estimé à 1,36 TWh au cours de ces six premiers mois, l'activité atteint un niveau égalant quasiment la totalité de la production autoconsommée de l'année 2024.

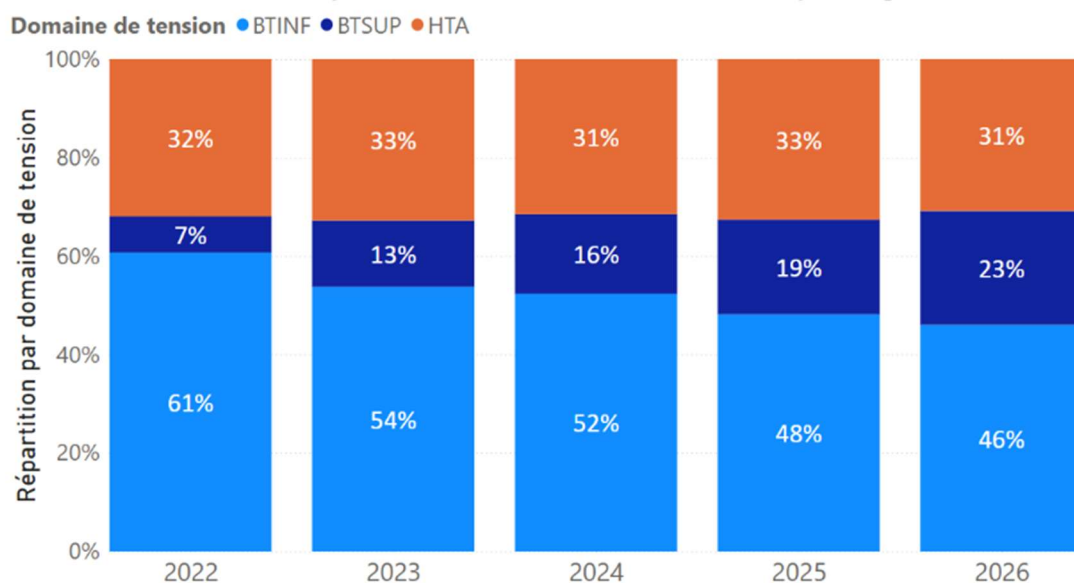


Figure 43 : Proportion d'autoconsommation par domaine de tension

L'autoconsommation des producteurs en vente du surplus ou en autoconsommation de la totalité raccordés au réseau BTInf 36kVA augmente d'année en année malgré les évolutions réglementaires et des prix de vente du surplus.

Pour les petites installations photovoltaïques avec une puissance installée inférieure ou égale 9 kWc, le prix de vente du kilowattheure autoproduit est passé d'environ **~13 c€/kWh** en 2024 à **~1 c€/kWh** en mi-2026 (selon l'arrêté S21). Sachant que le kilowattheure soutiré du réseau de distribution est valorisé autour de 20 à 25 c€/kWh, il est donc 10 à 20 fois plus intéressant de consommer le kilowattheure autoproduit que de le vendre.

Au-delà des volumes bruts, la répartition de l'autoconsommation par segment de clients évolue en profondeur. L'autoconsommation, historiquement dominée par les particuliers et professionnels raccordés en basse tension (BTInf 36kVA) voit sa part décroître progressivement. Si les particuliers et les professionnels raccordés au réseau basse tension représentaient encore 61 % des volumes autoconsommés en 2022, leur part relative s'établit à **46 % au S1 2026**. Cette baisse en pourcentage se traduit notamment par une accélération de l'autoconsommation des petites et moyennes entreprises au réseau BTSup 36kVA.

De leur côté, les grandes entreprises raccordées en haute tension (HTA) maintiennent une contribution stable, absorbant de façon constante environ un tiers du volume total d'électricité autoconsommée.

L'augmentation de l'autoconsommation des sites raccordés en BTSup 36kVA et en HTA est probablement liée aux évolutions du code de la construction et de l'habitation qui stipule dans son article L.171-4⁸ que pour certains bâtiments neufs, extensions ou rénovations lourdes (bureaux, commerces, bâtiments industriels, entrepôts, équipements publics, etc.), le maître d'ouvrage doit équiper une partie de la toiture avec :

- Soit un **système de production d'énergie renouvelable** (photovoltaïque, solaire thermique...)
- Soit un système de végétalisation ;
- Soit un dispositif offrant des performances équivalentes.

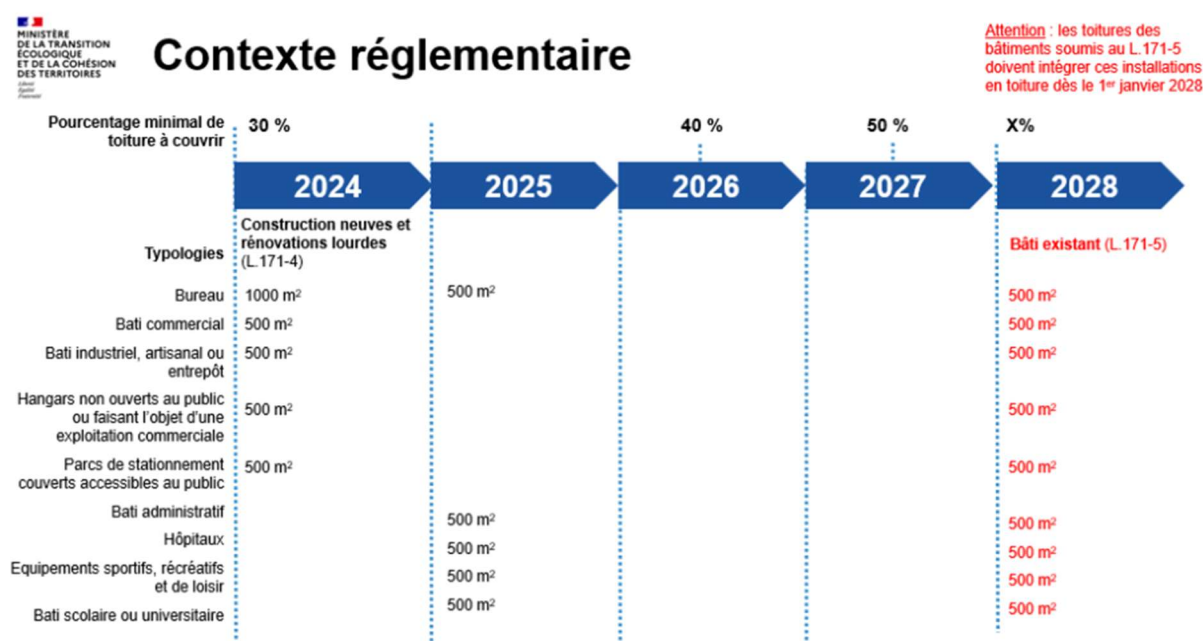


Figure 44 : Calendrier réglementaire officiel de l'article L.171-4⁸ du code de la construction et de l'habitation (CCH)

⁸ Légifrance. Code de la construction et de l'habitation, article L. 171-4. Disponible sur : [Article L171-4 - Code de la construction et de l'habitation](#)



Figure 45 : Evolution trimestrielle du nombre de sites déclarés en autoconsommation en milliers

Au premier semestre 2026, la dynamique d'adoption de l'autoconsommation confirme une tendance très claire : le nombre de sites en autoconsommation **continue d'augmenter**.

Comme le montrent les courbes, l'autoconsommation connaît une forte progression, grimpant par exemple de 128 500 sites en 2022 à plus de **756 000** mi-2026 pour les contrats en vente du surplus. Une accélération du nombre d'installations est notée à partir de fin 2022 mi-2023. Cela correspond à la crise en Ukraine et de la détection de phénomènes de corrosion sous contrainte dans certaines centrales nucléaires qui ont eu comme conséquence un affolement des prix de marché. Le déploiement des EnR était donc une solution pour réduire la forte dépendance des systèmes de production centralisés et des énergies importées (gaz). Les EnR deviennent ainsi un outil de maîtrise des coûts de l'électricité.

Malgré la forte baisse de la prime d'autoconsommation et du prix de vente du kilowattheure en mars 2025, le nombre de contrats en vente du surplus continue d'augmenter (de plus de 200 000 contrats). Cela s'explique par la suppression du contrat de vente de la totalité qui n'est plus disponible pour les nouveaux producteurs photovoltaïques avec une puissance installée inférieure ou égale à 9kWc. Par conséquent, les producteurs choisissent une autoconsommation de la totalité ou avec vente du surplus.

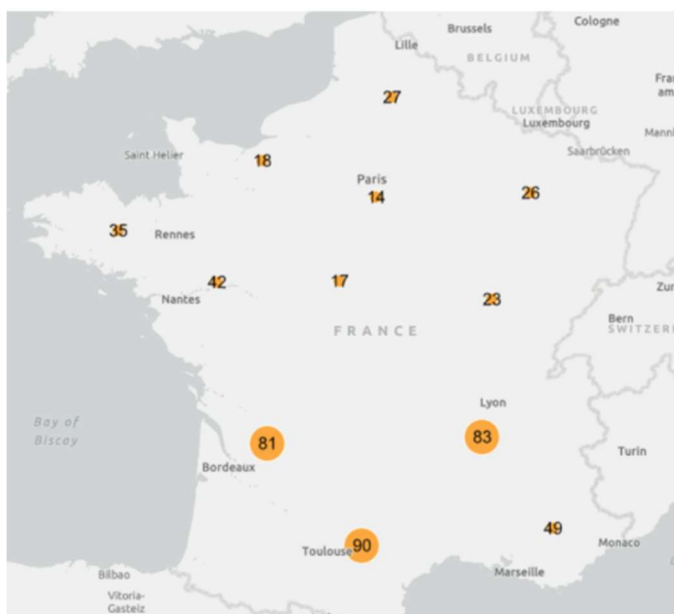


Figure 46 : Répartition géographique des volumes d'électricité autoconsommée en **2022** (en GWh)

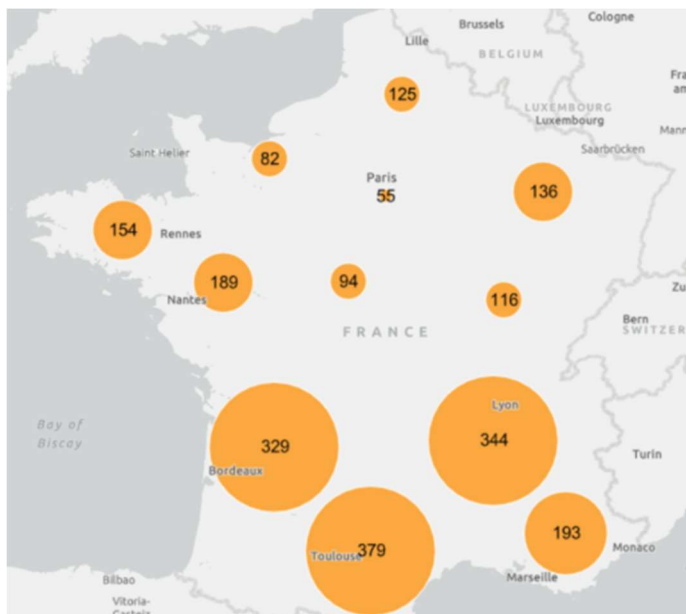


Figure 47 : Répartition géographique des volumes d'électricité autoconsommée en **2025** (en GWh)

Sur le plan géographique, la répartition des volumes d'électricité autoconsommée montre une **fracture territoriale très nette**. Sans surprise, le sud de la France, tiré par l'Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes et la Nouvelle-Aquitaine, concentre la très grande majorité de l'énergie produite et consommée sur place. Cette prédominance s'explique aussi bien par un gisement solaire généreux et par une hausse de la production installée dans ces régions.

La cartographie au premier semestre 2026 montre que la dynamique d'évolution de l'autoconsommation par région est homogène. Entre 2022 et 2025, le volume d'autoconsommation par région a **triplé**. Des territoires comme les Pays de la Loire (passant de 42 GWh en 2022 à 189 GWh en 2025) ou la Bretagne (35 GWh à 155 GWh) enregistrent une progression soutenue.

Cependant, le volume d'autoconsommation nationale reste fortement conditionné par l'autoconsommation du sud de la France.

En l'espace de trois ans, le volume annuel autoconsommé en Occitanie a grimpé d'environ 90 GWh en 2022 à près de 379 GWh en 2025. Dans le même temps, les régions d'Auvergne-Rhône-Alpes et Nouvelle-Aquitaine ont vu leurs autoconsommations respectives **quadrupler par rapport à 2022**. Ces trois régions méridionales cumulent désormais plus de **1 TWh** d'électricité autoconsommée en 2025.

Les prix négatifs et leurs impacts sur les volumes de production injectée

Au cours du semestre, plusieurs épisodes de prix négatifs ont impacté la production décentralisée injectée sur le réseau Enedis. Toutefois, l'exposition à ces signaux de marché diffère selon les mécanismes de soutien dont bénéficient les producteurs. Les producteurs sous **Obligation d'Achat (OA)** demeurent insensibles à ces épisodes de prix négatifs grâce au prix garanti dont ils bénéficient. À l'inverse, les producteurs sous **Complément de Rémunération (CR)** sont directement exposés à ces situations, le prix spot constituant une composante essentielle de leur rémunération.

Au total, le volume de production éolienne et photovoltaïque non injecté lors des épisodes de prix négatifs est estimé à **2,5 TWh en 2025**. Sur le premier semestre 2026, ce volume atteint **1,9 TWh**, contre **1,6 TWh** sur la même période en 2025, soit une hausse d'environ **20 %**. Cette augmentation s'explique à la fois par la progression de la production des filières éolienne et photovoltaïque (**36,4 TWh au S1 2026 contre 31,0 TWh au S1 2025**) et par l'accroissement du nombre d'heures à prix négatifs observées sur le marché (**410 heures au S1 2026 contre 363 heures au S1 2025**).

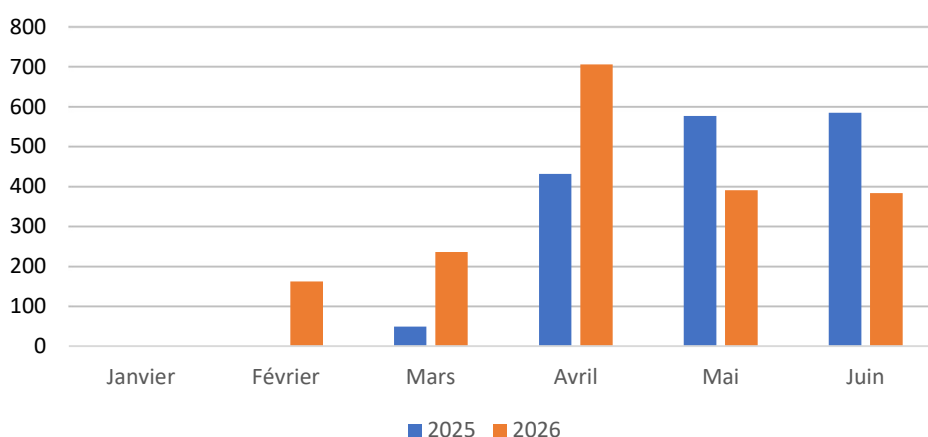


Figure 48 : Evolution mensuelle des volumes non injectés photovoltaïque et éolien (GWh)

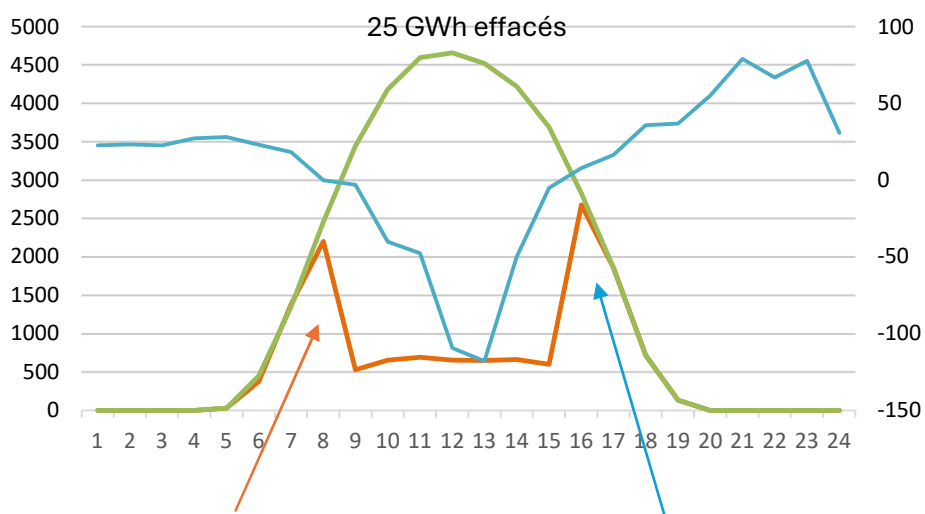
Les évolutions mensuelles des volumes non injectés entre 2025 et 2026 suivent globalement celles du nombre d'heures à prix négatifs. En effet, la quantité de production non injectée a augmenté chaque mois du premier semestre entre 2025 et 2026, à l'exception des mois de mai et juin. Cette évolution s'explique notamment par les épisodes de canicule, qui ont entraîné une hausse de la consommation électrique. Par ailleurs, l'arrêt total ou partiel de certains réacteurs nucléaires a contribué à réduire la production disponible^{9, 10, 11}. Ainsi, le déséquilibre lié à un excédent d'offre par rapport à la demande s'est atténué, entraînant une diminution du nombre d'heures à prix négatifs par rapport à 2025 et, par conséquent, une baisse des volumes de production non injectée.

⁹ EDF Groupe. *Actualités de l'unité de production n°3*. Disponible sur : [Centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly](#)

¹⁰ EDF Groupe. *Événements significatifs - mai 2026*. Disponible sur : [Centrale nucléaire de Flamanville](#)

¹¹ ASNR. *Arrêt de réacteurs de centrales nucléaires*. Disponible sur : [Actualités installations nucléaires](#)

Figure 49 : Volumes non injectés photovoltaïque (GWh) le 01/05/2025



La production injectée **baisse** quand les prix deviennent **négatifs**.

L'injection **reprend** lorsque les prix redeviennent **positifs**.

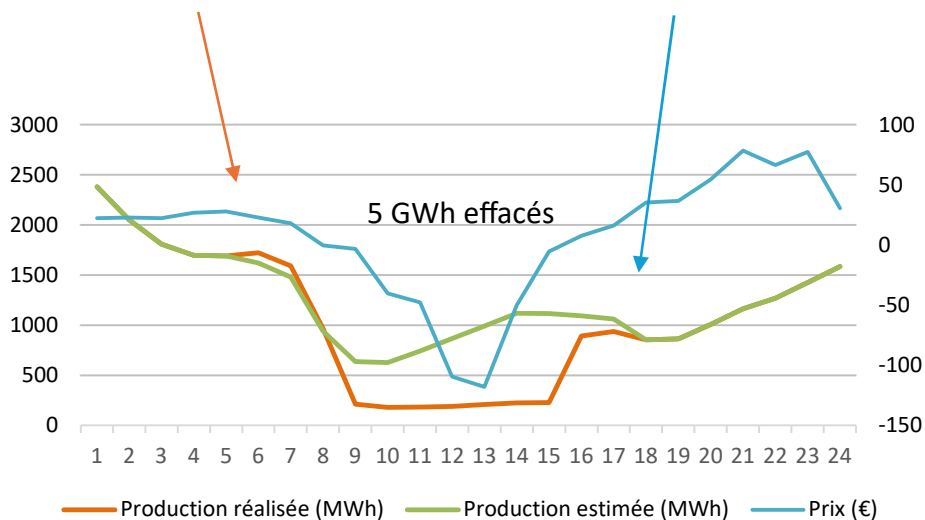
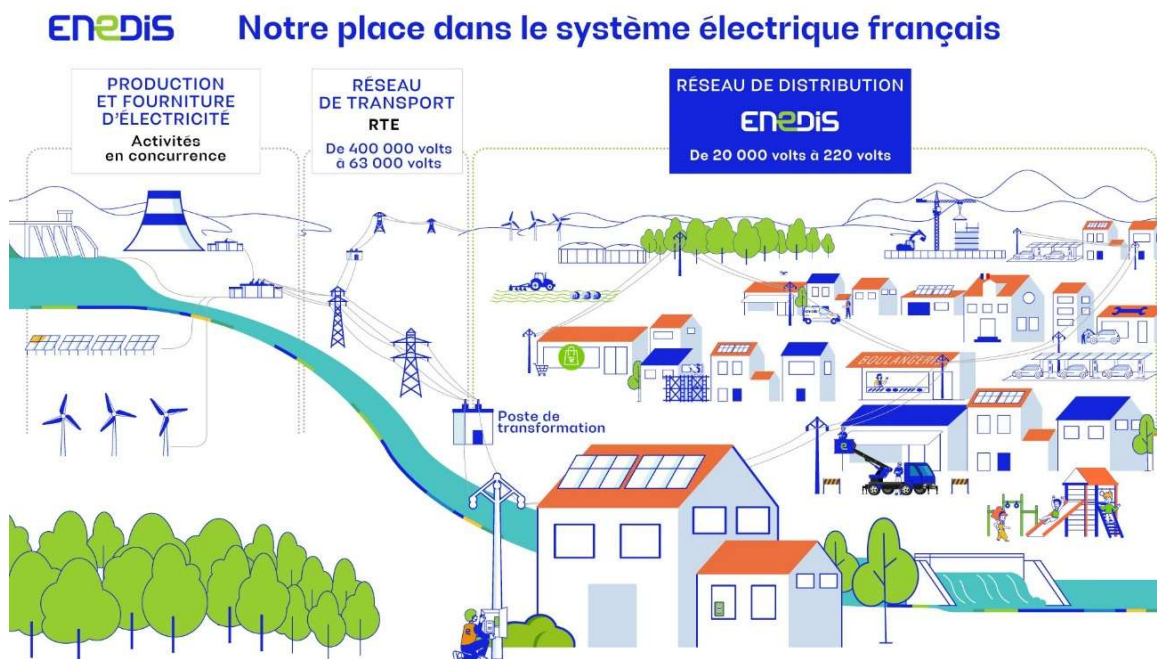


Figure 50 : Volumes non injectés éolien (GWh) le 01/05/2025

Les graphiques ci-dessus illustrent l'impact des épisodes de prix négatifs sur la production injectée au cours de la journée du 1er mai 2025. Les périodes durant lesquelles les prix de marché deviennent négatifs coïncident avec une baisse marquée de la production injectée des installations sous complément de rémunération. À l'inverse, la production estimée, reconstruite à partir du comportement de référence des installations sous obligation d'achat, ne présente pas cette baisse. L'écart observé entre la production réalisée et la production estimée permet ainsi d'estimer les volumes d'énergie non injectés en réponse aux signaux de prix négatifs.

Enedis en bref



Le réseau public de distribution d'électricité exploité par Enedis¹² constitue le maillon essentiel entre le réseau de transport de RTE et les consommateurs finaux. Enedis exploite, entretient et développe ce réseau sur 95 % du territoire métropolitain continental, à travers près de **1,4 million de kilomètres de lignes moyenne et basse tension**, permettant l'alimentation de près de **39,6 millions de clients résidentiels, professionnels, industriels et collectivités**. Ce réseau, propriété des collectivités concédantes, est opéré dans le cadre d'une **mission de service public** garantissant la continuité de fourniture, la qualité de service et l'accès non discriminatoire à l'électricité.

Au-delà de sa fonction historique d'acheminement de l'énergie, le réseau Enedis est devenu un acteur central de la transition énergétique en intégrant un **volume croissant de production décentralisée raccordée au réseau de distribution**. À la fin de ce premier semestre 2026, plus de 56,5 GW de capacités de production sont raccordés au réseau Enedis, principalement issus du photovoltaïque, de l'éolien, de l'hydraulique, des bioénergies, de la cogénération ainsi que des installations de stockage. Le réseau accueille également plus d'un million d'installations photovoltaïques, dont une part croissante en autoconsommation. **Enedis assure ainsi le raccordement, l'exploitation et l'intégration de milliers d'ouvrages de production décentralisée répartis sur l'ensemble du territoire, contribuant directement à la décarbonation du mix énergétique français** et à l'émergence d'un système électrique plus flexible et plus territorial.

Parallèlement, le gestionnaire de réseau accompagne le développement des nouveaux usages électriques, notamment les véhicules électriques, l'autoconsommation collective, les flexibilités locales et les réseaux intelligents, s'appuyant sur la généralisation du compteur communicant Linky et sur la numérisation croissante des infrastructures pour moderniser le système électrique français.

¹² Enedis. *Le marché de l'électricité*. Disponible sur : [Notre place dans le système électrique français](#)

Glossaire

Autoconsommation

Production d'électricité consommée directement sur place, permettant de réduire le recours au réseau public.

Bioénergies

Ensemble des dispositifs de production utilisant la biomasse, le biogaz et les déchets ménagers et assimilés.

Cogénération

Principe de production simultanée de deux énergies différentes dans le même processus.

Consommation

Energie de l'ensemble des sites de consommation raccordés au réseau Enedis (hors échanges avec les ELD et refoulement RTE).

Consommation à température normale

Consommation corrigée de l'impact climatique.

ELD

Entreprise Locale de Distribution assurant la distribution d'électricité sur un territoire local et interconnectée avec le réseau Enedis.

Energie transitant

Ensemble des énergies injectées sur le réseau Enedis (injection RTE, production décentralisée, injection ELD).

Eolien

Dispositif de production utilisant l'énergie fournie par le vent, hors éolien offshore.

Hydraulique

Dispositif de production utilisant l'énergie fournie par le mouvement de l'eau.

Impact climatique

Delta d'énergie dû à un écart de température entre la température normale et la température réalisée.

Injection RTE

Energie injectée sur le réseau Enedis depuis le réseau RTE.

Injections totales

Energies injectées sur le réseau Enedis (somme de l'injection RTE, de la production sur le réseau et de l'injection des ELD). L'équilibre du réseau impose l'égalité entre les injections totales et les soutirages totaux.

(Heure à) Prix négatifs

Heure pour laquelle le prix sur le marché spot de l'électricité est négatif ou égal à 0€/MWh. Ils apparaissent lorsqu'il y a un excès de production au regard de la consommation.

Nébulosité

Taux de ciel couvert, en octa. Une nébulosité de 1 octa correspond à un ciel parfaitement dégagé, et une de 8 octas représente un ciel totalement couvert.

Pertes

Energie représentant les pertes techniques (pertes d'énergie liées aux phénomènes physiques du réseau électrique (effet Joule et pertes fer dans les ouvrages de distribution et de transformation etc) et non techniques (pertes d'énergie résultant de fraudes, d'erreurs de comptage, d'erreurs de facturation ou de consommations sans contrat etc.) sur le réseau Enedis.

Photovoltaïque

Dispositif de production utilisant l'énergie des photons fournie par le soleil.

Production décentralisée

Energie injectée par l'ensemble des sites de production raccordés au réseau Enedis.

(Production) Filière autre

Ensemble des dispositifs de production de type cogénération, thermique fossile, hydrolienne, dispatchable, freinage régénératif, hébergeur et stockages hors hydraulique.

Puissance installée

Potentiel de production d'une unité de production raccordée au réseau d'Enedis. Dans ce document, elle vaut la puissance de raccordement en injection et ne sont considérés que les sites de production ayant un contrat valide à fin décembre.

Refoulement RTE

Energie transitant du réseau Enedis vers le réseau de transport RTE.

RTE (Réseau de Transport d'Electricité)

Entreprise gestionnaire du Réseau Public de Transport d'électricité en France.

Soutirages totaux

Energie soutirée du réseau Enedis (somme de la consommation, des pertes, du soutirage ELD et du refoulement RTE). L'équilibre du réseau impose l'égalité entre les injections totales et les soutirages totaux.

Taux de charge

Ratio entre l'énergie injectée et la puissance installée.

Température normale (TN)

Température de référence établie, pour le groupe EDF, par Météo France, en fonction de températures constatées sur une période de 30 ans.

Température réalisée (TR)

Température nationale calculée par une agrégation pondérée de données de températures mesurées pour un panier de 32 villes.

Thermique

Processus produisant de l'électricité en brûlant du combustible fossile.



Bilan électrique Enedis – Analyse mensuelle

Le Bilan Electrique Enedis restitue les volumes d'énergie injectés, soutirés, produits ou consommés à la maille Enedis sur une période donnée. Chaque dernière semaine du mois Enedis publie l'analyse mensuelle du mois précédent.

<https://www.enedis.fr/documents>

<https://data.enedis.fr/pages/bilan-electrique/>



Bilan électrique Open Data Enedis

Deux fois par mois, Enedis publie les volumes des injections et des soutirages sur le périmètre Enedis. Il s'agit des données mensuelles de l'année en cours et des trois années précédentes.

<https://opendata.enedis.fr/datasets/bilan-electrique>

Open Data Enedis, Observatoire français de la transition écologique

Enedis souhaite renforcer son rôle d'opérateur de données et s'est engagée dans une dynamique d'ouverture des données. Il s'agit de mettre à disposition de tous, des éléments de compréhension de l'évolution des consommations et des productions raccordées au réseau de distribution publique que l'entreprise gère, ainsi que des données sur les moyens mis en œuvre et les résultats obtenus. Les données publiées seront régulièrement mises à jour.

<https://data.enedis.fr/>

<https://observatoire.enedis.fr/>

Ce document a été rédigé par le département Bilan Electrique du Pôle Trésorerie et Marchés de la Direction Finances Achats et Assurances d'Enedis, avec l'appui de la société Artelys. Le département Bilan Electrique est chargé, entre autres, de publier chaque mois et chaque année les analyses du bilan électrique sur le site officiel d'Enedis <https://www.enedis.fr/documents> ainsi que sur l'open data d'Enedis <https://data.enedis.fr/pages/bilan-electrique/>.

Les données de 2026 de ce document ont été générées à la date photo du 9 juillet 2026. Elles sont susceptibles d'évoluer.

VOS CONTACTS

Isabelle JACOB / Habib LOUM / Hélène PRIESTER /
Chloé POULIC / Ariane OESCH / Stanislas ANTON /
Mamadou DIALLO / Martin MASSON
Service Bilan Electrique et Prévisions
Enedis – Direction Finances Achats Assurances
isabelle.jacob@enedis.fr
habib.loum@enedis.fr
helene.priester@enedis.fr

Emmanuelle RUGET

Directrice du Pôle Trésorerie et Marchés
Enedis – Direction Finances Achats Assurances

emmanuelle.ruget@enedis.fr

