Le réseau de transport d'électricité

DÉCRYPTAGE presse

La Défense, le 16/07/2026

BILAN DU PREMIER SEMESTRE 2026

ET PERSPECTIVES SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ POUR LES PROCHAINS MOIS

Bilan du premier semestre 2026

La consommation d'électricité française, corrigée des effets météorologiques et calendaires, a montré au premier semestre 2026 des signes de très légère reprise, en s'établissant à 230,6 TWh, soit +1 % (+2,2 TWh) par rapport au 1er semestre 2025 (et +2,2 % d'effet cumulé depuis 2023, année où les effets de la crise énergétique avaient été les plus marqués). La pérennisation de cette légère hausse au cours du second semestre 2026 et au-delà n'est pas encore acquise et ne permet pas à ce stade de conclure quant à l'engagement d'une véritable inflexion de la consommation d'électricité pour atteindre les objectifs publics.

La hausse a été portée par les grands consommateurs industriels raccordés au réseau de transport d'électricité (0,5 TWh, soit + 1,9 %), ainsi que par le secteur résidentiel (1,1 TWh, soit + 1,6 %). La consommation brute (non corrigée) est restée en revanche stable par rapport au premier semestre 2025, sous l'effet d'un hiver chaud qui a limité les besoins de chauffage.

En parallèle, **la production française a continué de progresser, atteignant 284,3 TWh sur le premier semestre 2026 (+12,5 TWh, soit +4,6%) par rapport au premier semestre 2025 et atteignant un niveau inédit de décarbonation pour un premier semestre (95,2%)**. L'augmentation a été portée par les filières nucléaire (189,8 TWh, soit +7,9 TWh), éolienne (26,4 TWh, soit +3,2 TWh) et solaire (19,0 TWh, soit +2,8 TWh) tandis que la production hydraulique a légèrement baissé (34,5 TWh, soit -0,4 TWh). La production d'électricité à partir de ressources fossiles a dans le même temps encore diminué (9,3 TWh, soit -1,0 TWh) du fait de l'abondance de production bas-carbone.

En conséquence, les émissions de gaz à effet de serre liées à production d'électricité en France ont été particulièrement basses : 4,9 $Mt_{CO2éq}$, soit le total le plus faible jamais observé pour un premier semestre.

La stabilité de la consommation électrique brute, combinée à l'abondance de la production décarbonée, a conduit à un **nouveau record d'exportations nettes pour un premier semestre (solde exportateur de 51,0 TWh), très supérieur aux premiers semestres d'années ayant pourtant déjà établi de précédents records** (solde exportateur de 92,3 TWh en 2025 sur toute l'année, mais 37,8 TWh au premier semestre)**.** La France a été exportatrice nette vers toutes les frontières – Allemagne-Belgique (13,9 TWh), Grande-Bretagne (12,4 TWh), Italie (14,4 TWh) et Suisse

(11,3 TWh) – à l'exception de l'Espagne, frontière vers laquelle le solde a été proche de l'équilibre et légèrement importateur (-1,0 TWh), comme en 2025.

La valorisation nette totale des exportations d'électricité de la France durant le premier semestre 2026 s'est élevée à 3,0 Md€ (et de l'ordre de 5,7 Md€ en prenant en compte le prix moyen des pays vers lesquels la France exporte). Cette valorisation, qui contribue à réduire la « facture énergétique » de la France, constitue la valorisation la plus élevée jamais enregistrée pour un premier semestre : elle est supérieure de 0,6 Md€ à celle enregistrée au premier semestre 2025.

Le prix moyen de l'électricité exportée s'est établi à 61,2 €/MWh en la valorisant au prix spot moyen français (méthode utilisée par les douanes), voire 111,6 €/MWh en la valorisant au prix moyen des pays vers lesquels la France exporte. **Comme en 2025 et 2024, la France n'a pas « bradé » son électricité : elle a exporté presque en permanence sa production compétitive et excédentaire, en bénéficiant d'un écart de prix plus élevé avec la plupart des pays voisins.**

Dans le prolongement d'une tendance avérée depuis le début de l'année 2024**, les prix spot et les prix à terme français sont restés découplés de ceux de la plupart des pays voisins du fait de l'abondance de la production décarbonée par rapport à la consommation nationale** : le prix à terme français pour livraison en 2027 s'est élevé en moyenne à 54 €/MWh, contre 89 €/MWh en Allemagne, et 101 €/MWh en Italie. Il s'est même établi à un niveau inférieur à celui de l'Espagne (57 €/MWh), qui figure toutefois également parmi les plus faibles d'Europe.

Les prix à terme français ont en outre légèrement diminué par rapport au premier semestre 2025 (-10,6 €/MWh), malgré le contexte international tendu et les répercussions du conflit en Iran sur les prix des combustibles. La compétitivité à l'échelle européenne du mix français, plus protégé que celui des pays plus dépendants du gaz pour la production d'électricité, est ainsi confirmée.

En parallèle, **le nombre d'épisodes de prix négatifs a augmenté (407 heures en un semestre, soit 10% du temps, contre 363 heures au premier semestre 2025 et 513 heures sur l'année). Cette hausse s'accompagne de l'apparition de prix fortement négatifs**, avec l'atteinte le 26 avril et le 1er mai de niveaux très négatifs inédits (-478,8 €/MWh et -498,7 €/MWh). La volatilité des prix s'est ainsi accentuée.

Ces résultats sont conformes aux analyses prévisionnelles de RTE, détaillées par exemple dans le dernier Bilan prévisionnel. En particulier, ils mettent en évidence la forte sollicitation du réseau dans les situations combinant faible consommation et forte production, notamment au printemps. À ce titre, ils **confirment le besoin des renforcements programmés du réseau et de développer la flexibilité de la production et de la consommation pour assurer la gestion de ces épisodes**. Dans un système quasi intégralement bas-carbone, les unités de production y compris renouvelables et nucléaires sont amenées à moduler davantage pour assurer l'équilibre du système dans toutes ses dimensions (gestion de l'équilibre offre-demande et gestion des flux) : une coordination étroite de tous les acteurs est alors nécessaire pour assurer ce bon fonctionnement. La gestion du système électrique au premier semestre confirme par ailleurs le besoin de renforcement du réseau dans le centre de la France : cette étape est planifiée par RTE dans son plan d'investissement.

Dans ce cadre, **plusieurs évolutions règlementaires ont permis d'accroître significativement le volume d'installations**

renouvelables susceptibles de moduler leur production en cas de prix spot négatifs (jusqu'à 7,4 GW de capacités éoliennes et solaires sous obligation d'achat désormais mobilisables), **ainsi que celles susceptibles de moduler leur production à la demande de RTE pour assurer l'équilibre du système** (multiplication par quatre, pour atteindre 22 GW). Ces évolutions, indispensables, permettent de mieux piloter le système.

Les volumes de modulation renouvelable ont augmenté au premier semestre 2026 (2,5 TWh) par rapport au premier semestre de l'année 2025 (1,9 TWh) et représentent de l'ordre de 5% de la production éolienne et solaire.

Le volume de modulation du parc nucléaire en période de prix de marché bas a quant à lui fortement diminué par rapport à la même période en 2025 (environ 10 TWh contre entre 15 et 20 TWh en 2025).

Perspectives pour les prochains mois

La situation pour l'été 2026 apparaît favorable en matière d'équilibre offre-demande en électricité.

1) **Les pointes de consommation hebdomadaire au cours de l'été devraient se situer autour de 51 GW à température normale (soit un niveau stable par rapport à l'année dernière) et pourraient atteindre près de 60 GW en période de canicule** (comme lors des deux périodes caniculaires de fin juin et début juillet). En cas d'accélération de l'équipement en climatisation au cours de l'été par rapport aux rythmes observés jusqu'à fin juin, ces niveaux pourraient être ponctuellement et légèrement dépassés, tout en restant très significativement inférieurs aux pointes de consommation observées en période hivernale (qui s'établissent historiquement autour de 90 GW).

2) **La poursuite du développement des énergies renouvelables, combinée à une forte disponibilité du nucléaire, contribue à renforcer le niveau global d'offre en France et dans les pays voisins.** Les épisodes de canicule pourraient conduire à une baisse temporaire du rendement des installations photovoltaïques, mais le pic de production solaire en milieu de journée devrait rester dans tous les cas très élevé (de l'ordre de 20 GW). Ils conduisent régulièrement (mais pas systématiquement) à une forte diminution de la production éolienne en Europe, et à un recours à des centrales thermiques, qui reste ponctuel en France.

3) **À conditions normales, la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire se situe à des niveaux proches des records historiques durant l'été (environ 45 GW en moyenne jusqu'à fin août).** Les épisodes de canicule sont susceptibles de générer des indisponibilités totales ou partielles de certains réacteurs nucléaires situés en bord de fleuves, du fait des réglementations sur l'échauffement des cours d'eau et les températures de rejet. Ces indisponibilités peuvent être accentuées en cas de sécheresse prolongée qui impacterait alors la production sur des sites ayant de fortes contraintes de débit. Cependant, à l'échelle de la production totale du parc nucléaire, ces indisponibilités demeurent de second ordre en volume.

4) **Les stocks hydrauliques et de gaz se situent à des niveaux globalement satisfaisants** pour la saison, même si le remplissage des stocks de gaz est moins avancé que les années précédentes.

Dans ce contexte, la France devrait conserver au cours de l'été une position fortement exportatrice, comme au premier semestre, grâce à une production abondante et compétitive. Le recours ponctuel aux importations ou aux moyens de production thermique fossile durant la période estivale est possible, surtout pour des raisons d'optimisation économique permise par le couplage des marchés européens. Cette optimisation permet notamment d'alimenter la consommation française ou celle des pays voisins au moindre coût, tout en préservant des marges disponibles au niveau national.

Dans l'ensemble, du point de vue de l'équilibre offre-demande national, même en tenant compte de possibles effets de la canicule sur la consommation et la disponibilité de la production, et même en tablant sur un développement de l'usage de la climatisation, la disponibilité du parc de production devrait rester largement suffisante pour assurer l'approvisionnement en électricité en France.

La période de canicule survenue à la fin du mois de juin confirme cette analyse. Malgré des températures records, la consommation est restée inférieure à 60 GW. Le parc de production français s'est comporté comme attendu : la disponibilité du nucléaire est demeurée forte bien que quelques réacteurs nucléaires aient connu des limitations de production, la production solaire a été abondante, la production éolienne limitée, et le parc thermique a été sollicité dans le cadre de l'équilibre offre-demande européen. Durant la période, la France a conservé des marges suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement. En revanche, **les situations de canicule peuvent avoir un impact sur certains matériels de réseau ou occasionner des incendies à proximité de lignes électriques, ce qui peut conduire à des coupures localisées. L'adaptation au changement climatique des réseaux constitue une priorité pour leurs gestionnaires et fait d'ores et déjà l'objet d'investissements conséquents qui s'étendront au cours des prochaines décennies : pour le réseau de transport, ces perspectives sont par exemple détaillées dans le schéma de développement du réseau publié par RTE en 2025.**

Pour le reste de l'été, la gestion des excédents de production bas carbone, particulièrement lors des périodes de forte production solaire, restera l'un des principaux axes de vigilance. Les épisodes de prix négatifs devraient rester fréquents jusqu'à la fin de l'été. L'équilibrage du système reposera par conséquent sur la disponibilité des marges à la baisse, le recours accru à la modulation de la production bas carbone et à la flexibilité de la demande et une forte sollicitation du réseau.