



# Perspectives pour le système électrique

pour l'hiver 2024-2025  
(novembre 2024)

---












# TABLE DES MATIÈRES

1

**Synthèse / 4**

2

**Les déterminants de l'équilibre offre-demande en électricité  
apparaissent favorables pour l'hiver 2024-2025 / 6**

 Consommation.....	6
 Nucléaire.....	8
 Hydraulique.....	12
 Éolien et solaire.....	13
 Gaz.....	14
 Centrales au charbon.....	15
 Turbines à combustion au fioul.....	15
 Effacements.....	16
 Interconnexions et reste de l'Europe.....	17

3

**Le risque sur la sécurité d'approvisionnement  
durant l'hiver 2024-2025 apparaît faible / 18**

# SYNTHÈSE

**Les perspectives pour la sécurité d’approvisionnement en électricité pour l’hiver 2024-2025 apparaissent à date comme très favorables. Le risque de déséquilibre entre l’offre et la demande en électricité est faible : sauf situation exceptionnelle, l’alimentation en électricité de la France devrait être assurée de manière nominale tout au long de l’hiver.**

Ce diagnostic résulte d’un contexte où les déterminants de l’équilibre offre-demande en électricité en France et en Europe ont poursuivi leur amélioration en 2024 :

**1) La disponibilité du parc nucléaire continue son rétablissement** après avoir connu des niveaux historiquement faibles au cours des années 2022 et 2023 du fait notamment des impacts de la crise sanitaire et de la découverte d’un phénomène de corrosion sur certains réacteurs.

La réparation des réacteurs concernés permet d’envisager une bonne disponibilité du parc au cours de l’hiver prochain (avec une trajectoire lui permettant d’atteindre 50 GW en janvier), bien qu’elle demeure inférieure aux standards des années 2010.

**2) Les renouvelables continuent à se développer et contribuent ainsi à accroître la production d’électricité bas-carbone** en France, avec notamment une production hydraulique record, en hausse de 40 % par rapport à 2023 sur les dix premiers mois de l’année, et des barrages largement remplis à l’approche de l’hiver. Les stocks hydrauliques disposent en outre de niveaux de remplissage importants et supérieurs aux années précédentes en entrée d’hiver.

**3) Les stocks de gaz français et européens affichent également des niveaux de remplissage élevés, à même d’assurer l’alimentation**

en combustible des centrales à gaz tout au long de l’hiver.

**4) Le reste du parc thermique, et notamment les deux dernières centrales à charbon (Cordemais et Saint-Avold), devrait demeurer, comme l’hiver dernier, très peu sollicité, à des niveaux bien en deçà des limites de fonctionnement applicables (la production à base de charbon a par exemple représenté moins de 0,2% de la production d’électricité en France en 2023).**

**5) Enfin, la consommation d’électricité reste à un niveau bas,** dans le prolongement des baisses observées depuis 2022 sous l’effet notamment de l’augmentation des prix de l’électricité et des appels à la vigilance. La consommation observée au premier semestre 2024 et les projections de RTE pour cet hiver laissent entrevoir une consommation annuelle 2024 inférieure d’environ 6% à la moyenne des années 2014-2019. Ceci est de nature à faciliter la gestion de l’équilibre offre-demande cet hiver.

**Les données actuelles témoignent que la consommation d’électricité a cessé de diminuer ; elle semble avoir atteint un palier à partir duquel elle s’infléchirait progressivement à la hausse au cours des prochaines années.** Il est néanmoins encore prématuré de se prononcer sur l’horizon d’un tel infléchissement et sur son ampleur, même s’il apparaît probable au regard du reflux du prix de l’électricité sur les marchés et du nombre de projets en cours.

L’électrification de tout ou partie de certains secteurs économiques constitue par nature une transformation significative, qui représenterait une inflexion majeure par rapport à la tendance baissière ou stable de la dernière décennie.

Dans ce contexte :

- ▶ RTE confirme son diagnostic de mi-2024 selon lequel la France est en situation de battre son record d'exports nets d'électricité sur une année (qui date de 2002), avec une prévision autour de 85 TWh à la fin décembre. Ceci est le résultat du développement de la production d'électricité bas-carbone française (nucléaire et renouvelables), compétitive sur les marchés européens et donc fréquemment sollicitée pour alimenter la consommation européenne ;
- ▶ **le risque sur la sécurité d'approvisionnement apparaît faible pour cet hiver et ne se matérialiserait qu'en cas de situation exceptionnelle.** Toutes les études prévisionnelles de RTE depuis 2017 avaient identifié une amélioration de la sécurité d'alimentation aux alentours de 2025, une fois que le mouvement de fermeture des centrales thermiques

françaises serait achevé, et que les énergies renouvelables se développeraient en addition à la base nucléaire existante, alors même que les politiques d'électrification et de réindustrialisation ont été lancées trop récemment pour avoir produit encore des effets concrets. **Concrètement, le risque évalué l'hiver dernier et celui évalué pour cet hiver de façon probabiliste constituent ainsi les plus faibles depuis une dizaine d'années.**

En cas de difficulté ponctuelle durant l'hiver, le dispositif Ecowatt demeure pleinement opérationnel et sera activé en priorité, en complément des autres dispositifs « post-marchés ».

Ce diagnostic conforte ainsi la tendance favorable annoncée par RTE cet été pour l'hiver prochain. Cette analyse pourra être réactualisée en cas d'évolution importante au cours des prochains mois.

# LES DÉTERMINANTS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ APPARAISSENT FAVORABLES POUR L'HIVER 2024-2025



## Consommation

### État des lieux

À l'occasion de la crise énergétique, la consommation d'électricité intérieure a diminué de manière inédite, en France comme dans d'autres pays européens. Cette baisse importante s'est matérialisée durant l'automne 2022, dans un contexte d'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés, de craintes sur la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir et de sensibilisation de la population à ces risques. Elle s'est ajoutée à une tendance déjà baissière pour la consommation d'électricité depuis le milieu des années 2010, notamment du fait des progrès d'efficacité énergétique et de la relative faiblesse des transferts d'usage vers l'électricité. Cette tendance générale n'était pas une surprise et avait été annoncée par RTE dans ses analyses prévisionnelles du milieu des années 2010 (voir notamment le Bilan prévisionnel 2017).

Au cours de la crise, la baisse de la consommation d'électricité a concerné tous les acteurs (particuliers, entreprises, secteur public) et les secteurs économiques, avec une baisse relativement

uniforme pour l'industrie (légèrement plus marquée pour la grande industrie) et plus marquée lors des périodes froides pour les secteurs résidentiel et tertiaire.

Dans l'ensemble, la consommation intérieure a atteint environ 446 TWh en 2023, soit une perte en un an d'un peu moins de 15 TWh, et de plus de 30 TWh par rapport à la situation d'avant crise. Cependant, le bilan du premier semestre 2024 publié en août par RTE<sup>1</sup> a montré que le mouvement baissier s'était interrompu. Ce constat peut aujourd'hui être étendu à l'été et la première partie de l'automne 2024.

**Plusieurs éléments semblent ainsi indiquer que le mouvement baissier engagé depuis le début des années 2010 et accéléré durant la crise énergétique se serait désormais interrompu, la consommation électrique pouvant avoir atteint en 2023 un palier à partir duquel elle s'infléchirait progressivement à la hausse.**

1. Bilan du premier semestre 2024.pdf (rte-france.com)

## Projections pour les prochains mois

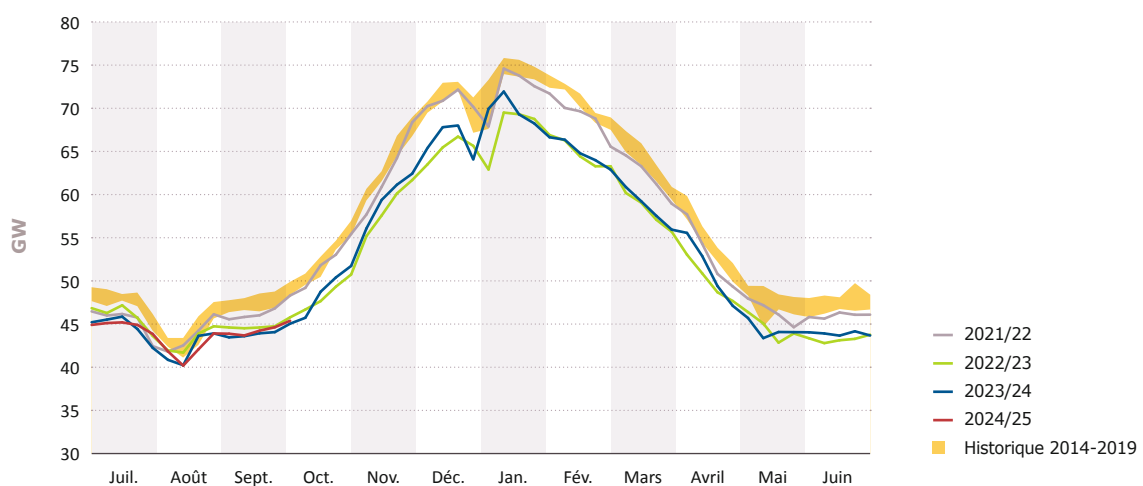
**L'hypothèse de référence retenue pour l'analyse des perspectives pour cet hiver s'inscrit dans le prolongement de la tendance observée sur l'année 2024, avec des niveaux de consommation légèrement supérieurs à ceux de l'hiver dernier et inférieurs d'environ 6% à ceux de la période pré-crise sanitaire.**

Sur la base de cette projection, la consommation totale de l'année 2024 devrait ainsi s'établir à

environ 448 TWh, soit un niveau très légèrement supérieur, de l'ordre de 0,5%, à celui de l'année 2023.

Pour l'analyse du passage de l'hiver, RTE a testé plusieurs variantes d'évolution de la consommation (de la stabilité au rebond) : elles sont sans incidence sur le diagnostic favorable sur la sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2024-2025.

**Figure 1** Appel de puissance moyen hebdomadaire sur les jours ouvrés, corrigé du climat et des effets calendaires<sup>2</sup>



2. Les valeurs présentées correspondent à des moyennes hebdomadaires corrigées du climat. Elles peuvent donc masquer des variations plus importantes au sein de la journée ou en fonction de la météo.



## Nucléaire

### État des lieux

Le parc nucléaire représentant la première source de production électrique en France, sa disponibilité constitue un déterminant majeur de la sécurité d’approvisionnement en électricité. Sa disponibilité dégradée au long de l’année 2022 et début 2023 à la suite de la découverte d’un phénomène de corrosion sur certains réacteurs avait ainsi conduit à une situation sans précédent en matière de risque sur la sécurité d’approvisionnement.

EDF a procédé depuis l’hiver 2022 au contrôle et à la réparation des réacteurs concernés par des phénomènes de corrosion sous contrainte. Ces importants travaux ont permis au parc nucléaire d’atteindre un niveau de production de 320 TWh en 2023 (contre 279 TWh en 2022). EDF effectue actuellement, lors des arrêts normaux des réacteurs, les ultimes contrôles demandés par l’Autorité de sûreté nucléaire (ASN), ce qui peut occasionner des délais sur le retour de certains réacteurs, mais dans des proportions bien moindres qu’en 2022 ou en 2023.

La disponibilité du parc nucléaire a globalement été élevée en 2024, jusqu’à atteindre un pic de

45 GW en août à la fin des Jeux Olympiques de Paris 2024, soit un niveau jamais atteint depuis 2015 pour cette période de l’année. Cela a conduit EDF à relever début septembre la fourchette de production nucléaire pour 2024 à 340-360 TWh<sup>3</sup> (hors EPR de Flamanville), et à la confirmer le 10 octobre dernier.

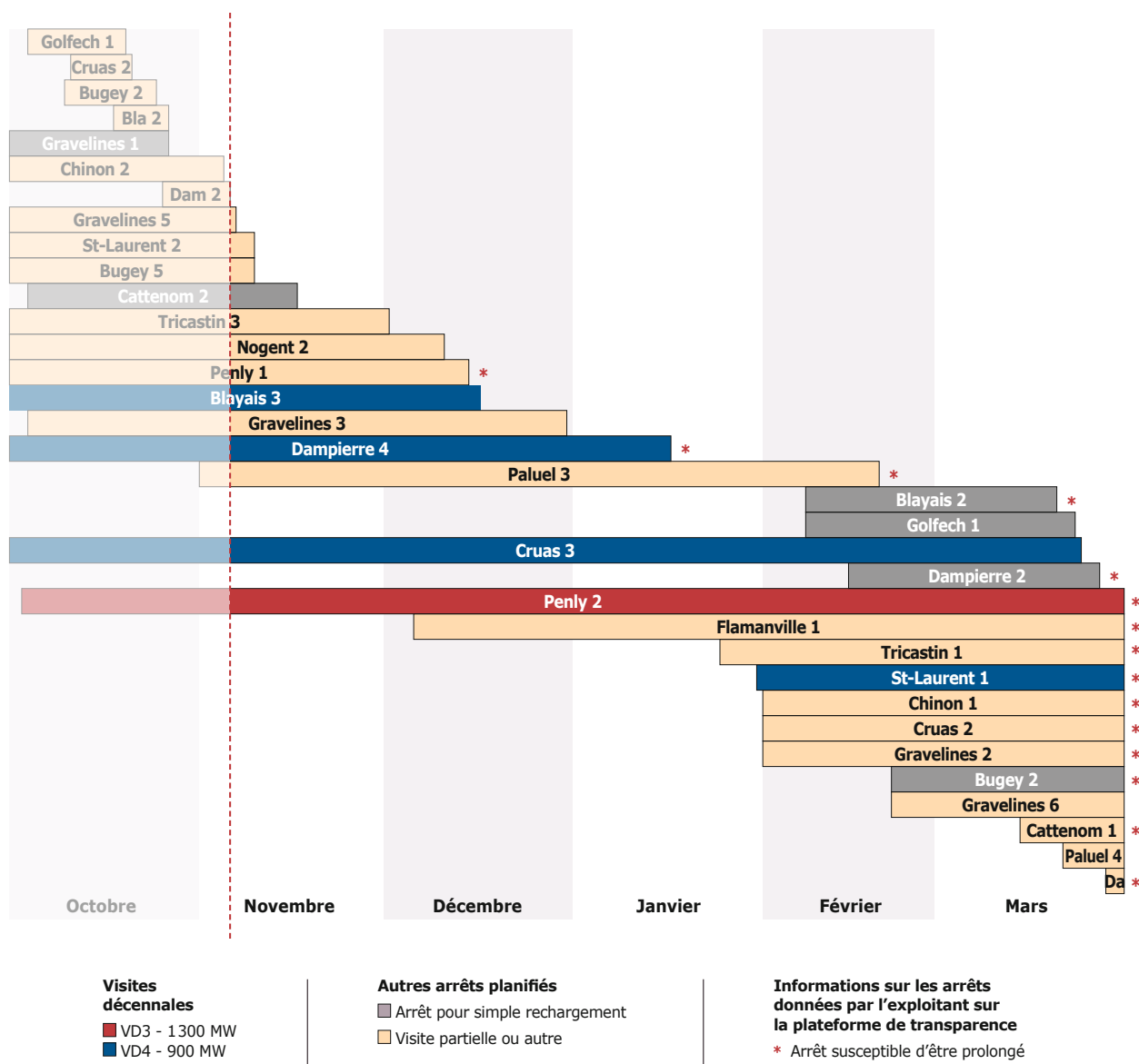
La disponibilité du parc nucléaire était de près de 47 GW au 5 novembre 2024, soit une disponibilité supérieure de respectivement 9 et 17 GW à celle de l’année dernière et de l’année 2022 aux mêmes dates. Le retour de neuf réacteurs supplémentaires entre début novembre et le mois de janvier devrait également permettre d’augmenter la disponibilité du parc au cœur de l’hiver, bien que l’arrêt pour maintenance de huit réacteurs soit prévu en février.

Le planning d’arrêts pour le début de l’année 2025 s’avère enfin plus favorable que celui qui avait été envisagé par RTE à la mi-2023 dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023. Ceci conduit à anticiper une disponibilité du parc légèrement meilleure en janvier, malgré le décalage de la mise en service de Flamanville 3.

3. EDF-2024-00009 : «EDF maintient son estimation de production nucléaire (hors EPR de Flamanville 3), pour 2024, entre 340 et 360 TWh.»



**Figure 2** Planning prévisionnel des arrêts<sup>4</sup> du parc nucléaire pour l'hiver 2024-2025  
(source : plateforme de transparence européenne, au 5 novembre 2024, 9h00)



4. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus d'une semaine et qui se terminent après le 15 octobre 2024 sont représentés sur cette figure

## Projection pour les prochains mois

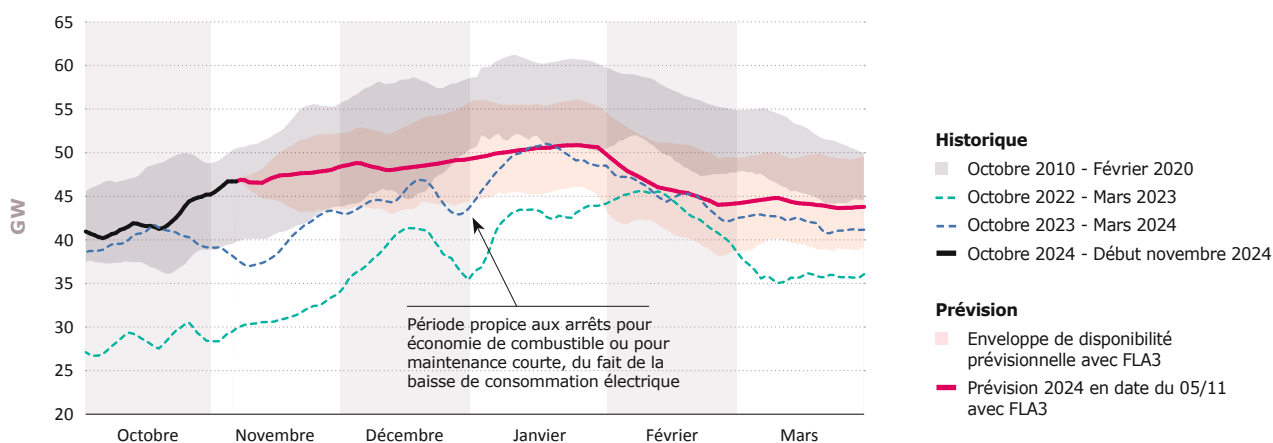
Conformément à la méthodologie adoptée dans les derniers Bilans prévisionnels et analyses saisonnières, RTE établit une trajectoire de disponibilité des réacteurs pour l'hiver en s'appuyant sur les informations communiquées par EDF sur la plateforme REMIT et en intégrant des prudenances sur les dates des retours d'arrêt en tenant compte de la typologie de l'arrêt et des éventuels messages de prudence émis par EDF. La trajectoire intègre également la probabilité d'arrêts fortuits en cohérence avec les observations des derniers hivers. Cette méthode a donné de très bons résultats lors des hivers précédents, alors même que les aléas possibles étaient nombreux (le taux de disponibilité effectif du parc a été conforme à la prévision de RTE).

Comme à chaque nouvelle campagne d'arrêts, il ne peut être exclu que la date de début de certains

arrêts prévus début 2025 soit décalée de l'ordre de une à deux semaines, notamment en cas de situation tendue pour la sécurité d'approvisionnement. Par prudence, la prévision actuelle n'intègre pas ce type de leviers, susceptibles d'améliorer la disponibilité du parc si le besoin s'en fait sentir. Elle n'intègre pas non plus d'éventuels courts arrêts décidés par EDF en cas de consommation plus faible qu'anticipée, comme cela a pu être observé au cours des dernières années durant les mois de novembre et de décembre.

Concernant l'EPR de Flamanville, EDF a annoncé dans sa dernière communication du 2 septembre 2024<sup>5</sup> une mise en service commerciale retardée d'environ trois mois par rapport à l'hypothèse précédente : celle-ci doit désormais avoir lieu avant la fin de l'automne. L'hypothèse retenue par RTE est donc celle d'un couplage au réseau au

**Figure 3** Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire (avec l'EPR) sur le prochain hiver, au 5 novembre 2024<sup>6</sup>



5. EDF-2024-00122 : « Le premier couplage du réacteur est prévu d'ici la fin de l'automne 2024. La phase de tests après premier couplage inclut des passages de différents niveaux de puissance soumis à accords de l'ASN. »

6. La *disponibilité* du parc nucléaire diffère de sa *production*. L'écart s'explique notamment par la réservation d'une partie de la puissance disponible pour les services système ou par des modulations de la production pour raisons économiques ou du fait de mouvements sociaux. Par ailleurs, la disponibilité est ici lissée sur 7 jours.

1<sup>er</sup> décembre, à partir duquel le groupe produira à environ 25% de sa puissance nominale (soit environ 400 MW de capacité disponible) avant une montée progressive par paliers, avec une disponibilité de l'ordre 60% en février et mars 2025. L'analyse tient également compte d'aléas potentiels lors de cette phase de montée de charge. L'EPR de Flamanville contribuera ainsi à la production d'électricité nationale lors des prochains mois, mais sa phase de démarrage progressif limitera sa disponibilité durant son premier hiver de fonctionnement, ce dont RTE a tenu compte dans l'analyse sur l'équilibre offre-demande conformément à ce qu'il a indiqué dans ses derniers Bilans prévisionnels.

**Les prévisions de RTE pour l'hiver conduisent *in fine* à tenir compte d'une disponibilité du parc nucléaire d'environ 48 GW dès la fin du mois de novembre, avec un maximum pouvant atteindre 50 GW en janvier 2025. La situation prévisionnelle apparaît donc plus favorable que celle de l'an passé pour le début d'hiver, et comparable pour la seconde partie de l'hiver. Dans tous les cas, elle témoigne d'une très forte amélioration par rapport à l'hiver 2022-2023.**

**Malgré tout, la disponibilité du parc nucléaire demeure inférieure à son niveau des années 2010, qui avoisinait en moyenne 55 GW chaque année durant les mois de décembre et janvier.**



## Hydraulique

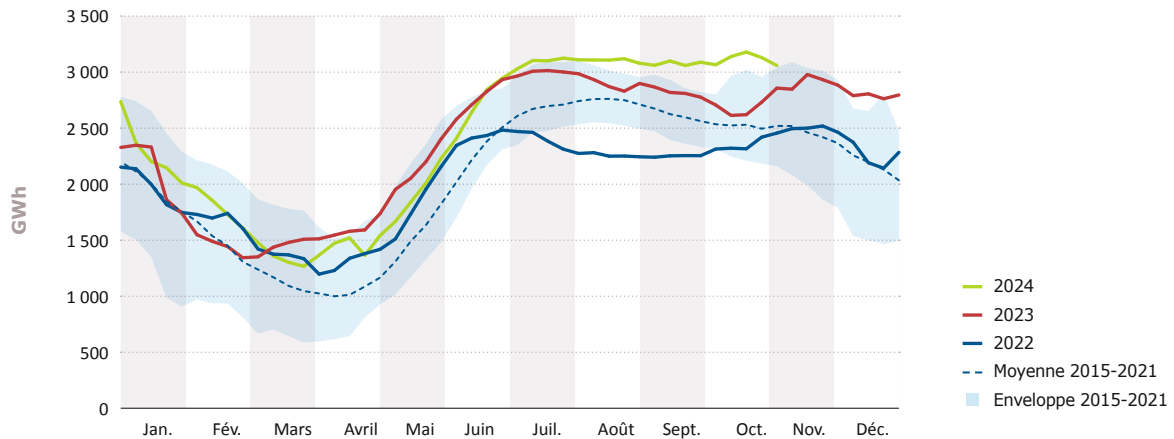
L'année 2023 a marqué un retour à des niveaux classiques en termes de production hydraulique (un peu en dessous de 60 TWh), après la sécheresse historique rencontrée en 2022 (conduisant à une production hydraulique inférieure à 50 TWh durant l'année, et notamment particulièrement basse pendant le printemps et l'été 2022).

L'amélioration de la production hydraulique s'est encore renforcée en 2024, avec une production hydraulique exceptionnellement haute qui s'établit à plus de 62 TWh à fin octobre (soit environ +40% par rapport à la même période en 2023) du fait

de précipitations importantes. **Sur cette base, la production hydraulique de cette année pourrait s'approcher du record des quinze dernières années datant de 2013 (75,5 TWh).**

Tout au long de l'année 2024, le niveau de remplissage des stocks s'est situé dans le haut de la fourchette historique et excède même depuis la fin de l'été les niveaux observés depuis 2015 pour la même période de l'année. Ce très bon niveau de remplissage des stocks hydrauliques est de nature à faciliter la gestion de l'équilibre offre-demande cet hiver.

Figure 4 Évolution du stock hydraulique («énergie de tête»)





## Éolien et solaire

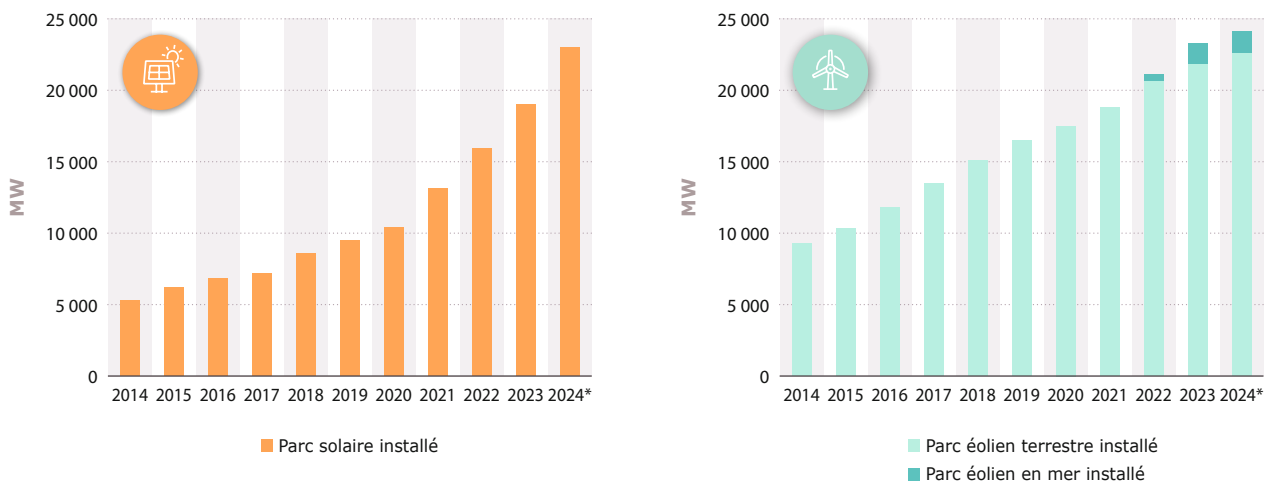
L'éolien et le solaire constituent une part de plus en plus significative de la production d'électricité française et contribuent ainsi à la sécurité d'approvisionnement, même si leur production est variable dans le temps en fonction des conditions météorologiques. Leur développement et l'accroissement de la production décarbonée qui en résulte contribuent par ailleurs à limiter le recours aux moyens de production carbonés tout au long de l'année. Les données provisoires montrent une production éolienne de presque 40 TWh et une production photovoltaïque d'environ 22 TWh à fin octobre.

L'éolien terrestre et le solaire ont continué à se développer en France au cours de l'année 2024,

dans des proportions différentes puisque le solaire se développe rapidement alors que l'éolien voit sa croissance légèrement ralentir. RTE projette ainsi le développement d'environ 1 GW d'éolien terrestre et 4 GW de solaire en 2024.

Les parcs éoliens en mer de Fécamp et Saint-Brieuc, déjà partiellement opérationnels depuis 2023, ont été entièrement mis en service courant mai 2024, avec une puissance installée d'environ 500 MW chacun. Ils s'ajoutent au parc de Saint-Nazaire en service depuis fin 2022.

**Figure 5** Évolution de la puissance installée du solaire et de l'éolien en France métropolitaine



\* Valeur 2024 projetée à partir du rythme observé sur S1-2024 prolongé sur S2-2024



## Gaz

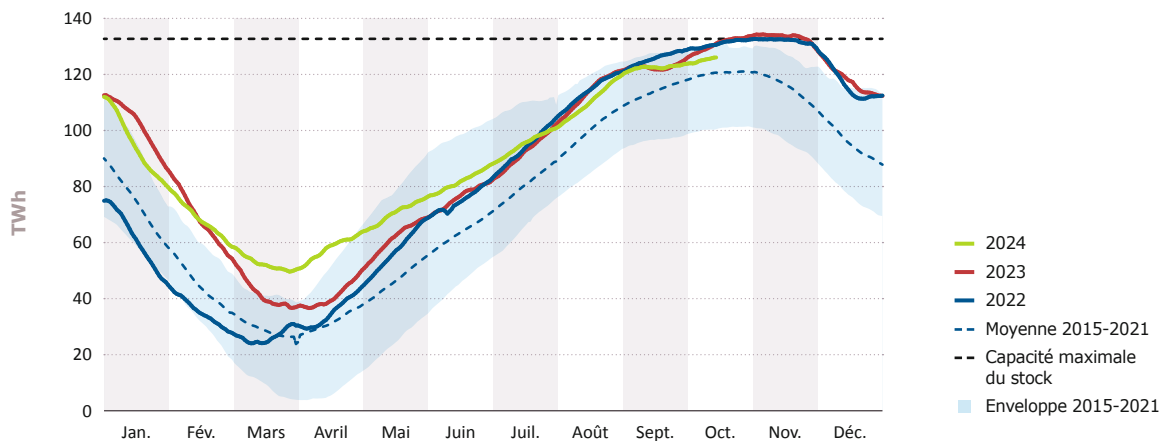
L'hiver 2023-2024 s'est déroulé sans tensions particulière en matière d'approvisionnement en gaz : le parc français de centrales au gaz a donc été pleinement disponible au cœur de l'hiver. Il en a été de même au cours du premier semestre 2024, même si la production des centrales à gaz est demeurée très faible du fait d'un besoin limité de production thermique.

Pour l'hiver prochain, la situation en matière d'approvisionnement en gaz demeure *a priori* favorable. Les simulations du fonctionnement du système électrique établies par RTE se fondent, pour la disponibilité du gaz, sur les perspectives pour cet hiver récemment publiées par les gestionnaires

des réseaux de transport de gaz<sup>7</sup>. Avec un niveau de remplissage des stockages supérieur à 90% en début d'hiver (jusqu'à 98% en Allemagne ou en Italie au 23 octobre), la situation européenne n'a rien à voir avec celle de 2021-2023, et, en France, le niveau de remplissage des stockages de gaz se situe dans la fourchette haute de l'historique.

Le système gazier français apparaît ainsi apte à assurer les approvisionnements nécessaires, quel que soit le type d'hiver. Le parc de centrales au gaz (qui compte notamment 6,7 GW de cycles combinés, 0,6 GW de turbines à combustion et 4,9 GW de cogénérations) devrait par conséquent être disponible au cœur de l'hiver.

Figure 6 Évolution du stock de gaz en France



7. GRTgaz et Téréga, communiqué de presse du 23 octobre 2024 : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/co/communique-presse-perspectives-gazieres-hivernales-23102024.pdf>



## Centrales au charbon

La France a aujourd'hui quasiment achevé sa sortie du charbon. Seules deux centrales sont encore en fonctionnement à l'heure actuelle :

- ▶ deux unités à Cordemais,
- ▶ une unité à Saint-Avold, remise en service au cours de la crise énergétique dans le cadre de la loi du 16 août 2022 portant sur les mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.

Ces centrales sont aujourd'hui soumises à un plafond d'émissions de CO<sub>2</sub> limitant leur durée de fonctionnement. En vertu du décret n° 2023-817 du 23 août 2023, le plafond qui avait été réhaussé pour 2023 a été prolongé pour 2024 : ceci conduit à un potentiel de 1800 heures de fonctionnement des centrales au charbon entre avril 2023 et décembre 2024. Pour 2025, le décret a fixé ce plafond de fonctionnement à 700 heures. La sollicitation de ces centrales durant le prochain hiver

devrait cependant demeurer très nettement en deçà de ce plafond et ne représenter qu'une part marginale de la production d'électricité, à l'instar des années précédentes (elle a par exemple représenté moins de 0,2 % de la production d'électricité en France au cours de l'année 2023).

S'agissant du site de Cordemais, EDF a récemment annoncé envisager de ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse et d'arrêter la production de la centrale en 2027<sup>8</sup>. Pour Saint-Avold, GazelEnergie envisage de son côté plusieurs options pour la conversion de la centrale.

Dans ce contexte d'incertitudes sur le devenir à moyen terme de ces centrales et de mouvements sociaux annoncés, RTE a réalisé des simulations en tenant compte de la potentielle indisponibilité de ces centrales.



## Turbines à combustion au fioul

La France compte aujourd'hui 1,4 GW de turbines à combustion au fioul qui sont utilisées comme moyens d'extrême pointe et disposent de stocks limités de combustibles. Compte tenu de leurs

perspectives de sollicitation pour cet hiver, ces centrales pourront contribuer efficacement, le cas échéant, à la sécurité d'approvisionnement sans approcher leurs contraintes.

8. <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/e-presspack/8654/2024-09-24-CP-EDF-Avenir-du-site-de-Cordemais.pdf>



## Effacements

Les capacités d'effacement de consommation explicites certifiées sur le mécanisme de capacité, et activables sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement, sont aujourd'hui estimées à environ 3,6 GW et sont ainsi en hausse par rapport aux années précédentes. Cette valeur représente la capacité d'effacement déclarée comme disponible durant les heures définies dans les plages horaires des périodes de pointe PP1 et PP2 du mécanisme de capacité (soit 7h-15h et 18h-20h).

Les effacements implicites, développés au travers des offres de fourniture d'électricité (comme les offres Tempo), qui avaient connu une dynamique de forte croissance dans le contexte des prix élevés de l'électricité fin 2022, ont continué à

croître en volume. Le nombre de consommateurs et de consommatrices ayant souscrit à de telles offres de fourniture (hors EJP) est ainsi passé de 600 000 clients fin 2023 à plus de 800 000 durant l'été 2024<sup>9</sup>.

Au-delà du seul hiver à venir, ces effacements devront à l'avenir être complétés par le développement d'une plus grande flexibilité de la consommation pour optimiser le fonctionnement du système électrique et contribuer à la sécurité d'approvisionnement. RTE a publié le 16 octobre la première édition du Baromètre des flexibilités de consommation<sup>10</sup> qui permettra de suivre au cours des prochaines années la trajectoire de développement de ces flexibilités.

9. Consommation d'électricité au pas ½h – Graphique – Enedis Open Data

10. Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité (rte-france.com)





## Interconnexions et reste de l'Europe

En permettant les échanges entre la France et les pays voisins, les interconnexions jouent un rôle central dans le fonctionnement du système électrique européen et le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en France. Ces interconnexions et le bon fonctionnement des marchés sur le plan technique ont ainsi contribué à la gestion des risques pour la sécurité d'approvisionnement lors de la crise énergétique et l'hiver 2022-2023.

**Au cours de l'année 2024, elles ont principalement été utilisées à l'export, avec un record d'exportations nettes au premier semestre de 43 TWh<sup>11</sup> (contre 18 TWh l'année dernière à la même période) et un solde net de 75 TWh sur les dix premiers mois de l'année. Sur la base de ces tendances, et dans le cas d'un hiver « médian » sur le plan météorologique, le solde net pourrait s'établir autour de 85 TWh à fin 2024, ce qui constituerait un record (le précédent, datant de 2002, était de 77 TWh).**

La pleine utilisation de ces capacités d'interconnexion peut dépendre d'aléas sur le réseau et de la disponibilité effective de production chez nos voisins. Dans ses études, RTE intègre, d'une part, des abattements techniques traduisant la probabilité de disponibilité physique des interconnexions et, d'autre part, une représentation détaillée du mix électrique des pays européens (structure de consommation, aléas sur la production, influence des conditions météorologiques sur leur système)

permettant de rendre compte de l'éventuelle indisponibilité des moyens de production dans les pays voisins lors des pics de consommation en France.

S'agissant de l'hiver 2024-2025, les capacités techniques d'échanges de la France restent globalement stables, à l'exception de la frontière franco-britannique sur laquelle les interconnexions IFA2 et ElecLink sont annoncées indisponibles jusqu'à mi-novembre.

Le parc de centrales thermiques dans les autres pays européens connaît une légère baisse en 2024, portée essentiellement par la fermeture de centrales fonctionnant au charbon ou au lignite en Allemagne et au Royaume-Uni (qui a ainsi achevé sa sortie complète du charbon pour la production d'électricité). Ces fermetures sont en partie compensées par l'ouverture ou le reclassement de centrales au gaz dans certains pays européens comme l'Italie.

Comme en France, la consommation d'électricité en Europe est globalement demeurée faible au cours des derniers mois et son évolution est incertaine. Pour l'hiver 2024-2025, plusieurs configurations peuvent se matérialiser, allant d'un maintien de la baisse observée l'année dernière à un retour à un niveau de consommation plus élevé, proche des niveaux d'avant crise. RTE a en ce sens étudié plusieurs variantes pour refléter ces incertitudes (desquelles dépend la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement française).

11. Bilan du premier semestre 2024.pdf (rte-france.com)

## LE RISQUE SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT DURANT L'HIVER 2024-2025 APPARAÎT FAIBLE

**Pour l'hiver 2024-2025, l'analyse fait apparaître un faible risque de tension sur la sécurité d'approvisionnement en électricité française, y compris en cas de vagues de froid. Dans la mesure où la disponibilité du parc de production a continué de s'accroître au cours des derniers mois et où la consommation d'électricité demeure inférieure à ses niveaux d'avant crise, il n'existe pas de risque identifié à court terme. Concrètement, le risque évalué l'hiver dernier et celui évalué pour cet hiver de façon probabiliste constituent ainsi les plus faibles depuis une dizaine d'années.**

En pratique, le niveau structurellement faible de la consommation réduit la probabilité, y compris en cas de vague de froid, qu'un niveau de consommation très important se matérialise cet hiver et impose de recourir à des moyens exceptionnels pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelle nationale. À titre d'exemple, dans des conditions météorologiques similaires à la vague de froid de février 2012 (températures moyennes France inférieures de 8°C à la normale saisonnière durant une vague de froid longue, ayant conduit à une pointe historique de consommation de 102 GW), la pointe de demande électrique devrait demeurer sensiblement inférieure à 100 GW cet hiver et pourrait ainsi être satisfaite par le parc de production français et les capacités d'imports du pays.

**Des déséquilibres entre l'offre et la demande ne peuvent donc être totalement exclus mais ne se matérialiseraient qu'en cas de combinaison de conditions particulièrement défavorables** (par exemple en cas de vague de froid intense combinée à une production éolienne faible, un retard important dans le retour de réacteurs nucléaires en maintenance ou une limitation de la possibilité d'imports à des niveaux inférieurs à ceux observés l'hiver dernier).

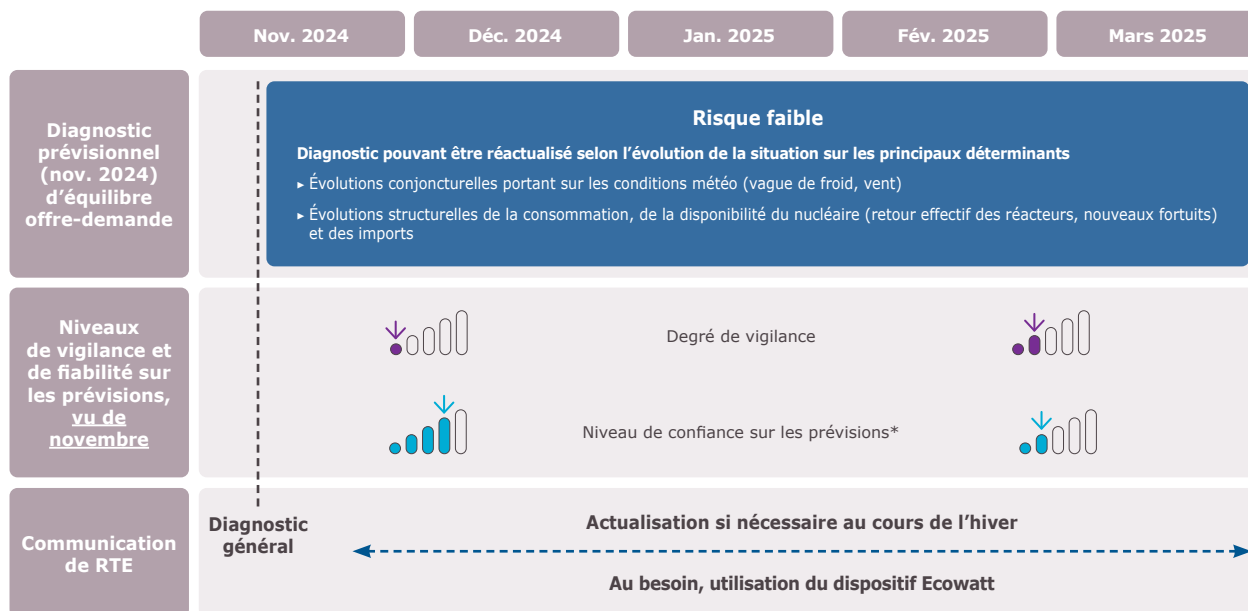
En pareil cas, RTE pourrait être amené, comme chaque hiver, à mobiliser des moyens de sauvegarde du système (appel aux gestes citoyens, mobilisation du dispositif Ecowatt, baisse de tension momentanée sur les réseaux de distribution, délestages, etc.). **Notamment, le dispositif Ecowatt sera opérationnel durant l'hiver, et il dispose aujourd'hui d'une notoriété importante et de partenaires de référence, qui sont autant d'atouts dans le cas d'une crise exceptionnelle.**

L'analyse probabiliste conduit à une évaluation de l'espérance de recours aux moyens de sauvegarde inférieure à 1,5 heure dans tous les scénarios, y compris ceux reflétant une situation plus défavorable combinant plusieurs aléas. Finalement, dans toutes les configurations testées, le niveau de risque se situe significativement en dessous du critère de sécurité fixé par les pouvoirs publics à trois heures de défaillance par an en espérance.

**Une difficulté à alimenter la consommation d'électricité française apparaît dans l'ensemble improbable, et la situation du système électrique français devrait demeurer durant la majorité des cas marquée par une abondance de production bas-carbone et des exports importants.** Cette tendance est renforcée par la tendance à l'augmentation des températures, qui réduit d'autant les besoins de chauffage et donc la consommation. Des phénomènes de surplus de production tels que ceux rencontrés durant l'été (prix faibles voire négatifs, nécessité de modulations à la baisse importantes sur le nucléaire et les renouvelables) sont donc possibles y compris durant la période hivernale, par exemple durant les congés de fin d'année où l'activité économique diminue fortement.

Au-delà de l'équilibre offre-demande national, la situation de vigilance identifiée historiquement

Figure 7 Évolution du risque sur l’équilibre offre-demande au cours de l’hiver



\* Le niveau de confiance sur les prévisions dépend du degré global d’incertitudes sur les informations disponibles au début du mois de novembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire et le niveau de consommation.

sur la maîtrise du plan de tension en région Grand Ouest apparaît en voie de résorption. La mise en service progressive de l’EPR de Flamanville associée à l’évolution du système électrique récente et anticipée dans les prochains mois (baisse de la consommation observée depuis fin 2022, développement des parcs éoliens en mer, programme de déploiement de condensateurs sur le réseau électrique français) conduit en effet à limiter fortement

les risques liés au plan de tension sur le Grand Ouest, même en cas d’indisponibilité de la centrale de Cordemais.

L’évolution des différents déterminants du niveau de sécurité d’approvisionnement continuera d’être surveillée par RTE. Ce diagnostic pourra être actualisé au cours de l’hiver dans le cas où de nouvelles informations ou prévisions le justifieraient.



Le réseau  
de transport  
d'électricité

**RTE**  
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,  
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)