



Perspectives pour le système électrique

pour l'hiver 2023-2024









TABLE DES MATIÈRES

1

Synthèse / 4

2

Les déterminants de l'équilibre offre-demande électrique ont évolué dans un sens favorable au cours des derniers mois / 6

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

3

Les risques de tension sur l'approvisionnement apparaissent faibles / 18

4

Le dispositif EcoWatt au sein des flexibilités de sauvegarde / 20

5

Analyses sur les prix de marché / 22

SYNTHÈSE

Les perspectives pour la sécurité d’approvisionnement en électricité lors de l’hiver 2023-2024 sont beaucoup plus favorables que l’an passé. Le risque de déséquilibre entre l’offre et la demande en électricité est estimé à « faible ».

Si la France et l’Europe ne sont pas totalement sorties de la crise énergétique et économique (l’inflation et les prix de l’énergie restent élevés), de nombreux paramètres ont évolué favorablement pour l’équilibre offre-demande en électricité au cours des derniers mois, avec notamment une consommation qui reste basse, des stocks hydrauliques et gaziers élevés pour la saison, et une disponibilité du parc nucléaire qui s’est significativement améliorée même si elle n’a pas encore retrouvé un niveau nominal.

Du point de vue de la demande, la consommation électrique est demeurée basse, à un niveau comparable à son niveau de l’automne 2022 : à « températures de référence », la consommation est encore aujourd’hui autour de 8% en dessous de l’historique pré-crise 2014-2019, sous l’effet à la fois d’un contexte économique d’inflation et de prix hauts et d’un maintien des efforts de sobriété engagés à l’automne 2022.

Du point de vue de l’offre, une proportion notable du parc nucléaire a pu être contrôlée et réparée au cours de l’année. Pour certains réacteurs (palier P’4), ces travaux ont été réalisés dans des délais moindres que ceux initialement annoncés. Au cours des dernières semaines, la disponibilité du nucléaire a par conséquent atteint des niveaux supérieurs à ceux anticipés il y a quelques mois, même si des indisponibilités récentes, en partie dues aux conséquences de la tempête Ciaran, ont freiné temporairement la remontée de la disponibilité du parc. Cela permet à RTE de revoir à la

hausse la trajectoire pour l’hiver prochain, conduisant à une capacité nucléaire disponible d’environ 50 GW en janvier prochain.

En complément, les stocks hydrauliques se situent, à l’heure actuelle, à des niveaux supérieurs à la moyenne des années passées. Le niveau de remplissage des stocks gaziers est également élevé en France et dans tous les autres pays européens. Ces éléments conduisent à des incertitudes plus faibles que l’année passée sur la disponibilité des moyens de production tout au long de l’hiver prochain. Enfin, les énergies renouvelables ont continué à se développer et augmentent l’offre d’électricité bas-carbone en France et dans les pays voisins.

Dans ce contexte, le risque pesant sur la sécurité d’approvisionnement apparaît faible pour les prochains mois, même si la situation ne peut être considérée comme nominale (la disponibilité hivernale du parc nucléaire restant ainsi plus faible que dans les années 2010). Le recours aux moyens de sauvegarde ne se matérialiserait que dans des scénarios très dégradés combinant plusieurs aléas défavorables : reprise rapide de la consommation, retards sur les retours d’arrêts des centrales nucléaires, vague de froid sévère, ou limitations fortes des imports. Des situations de défaillance et de recours aux moyens de sauvegarde ne peuvent donc être totalement exclues mais apparaissent ainsi nettement moins probables que l’hiver dernier. Ce diagnostic conforte ainsi les perspectives publiées à l’été et tend même à renforcer le caractère favorable de l’hiver prochain. En cas d’évolution forte de la situation en cours d’hiver, RTE pourra toutefois actualiser l’analyse.

Cette situation plus favorable se traduit aussi dans les prix de marché : la prime de risque sur le marché à terme de l’électricité pour la France semble s’être largement résorbée pour l’hiver 2023-2024. Les niveaux de prix anticipés par les acteurs de marché pour les prochains trimestres apparaissent

désormais du même ordre de grandeur que dans les pays voisins.

Le dispositif EcoWatt, élargi l'année passée pour alerter les consommateurs et appeler à la mobilisation de gestes citoyens en signalant les journées et heures les plus à risque pour la sécurité d'approvisionnement, sera maintenu et mobilisé en cas de situation exceptionnelle. Il sera par ailleurs enrichi : la nouvelle version d'EcoWatt intègre désormais au

quotidien – en dehors des périodes d'alerte – un signal bas-carbone indiquant aux consommateurs les meilleurs moments pour consommer l'électricité, en décalant et en modulant leurs usages. En parallèle, des travaux visant à moderniser les moyens de sauvegarde, et comprenant en particulier une possible expérimentation de réduction temporaire de la puissance disponible pour certains clients, ont été engagés.

LES DÉTERMINANTS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ÉLECTRIQUE ONT ÉVOLUÉ DANS UN SENS FAVORABLE AU COURS DES DERNIERS MOIS



Consommation

État des lieux

Depuis l'automne 2022, la consommation d'électricité intérieure a diminué de manière inédite, en réaction à la crise énergétique. Cette diminution a atteint de l'ordre de 9%, une fois retraitée des effets météorologiques, au cours de l'hiver 2022-2023 par rapport à la situation d'avant crise sanitaire.

Cette diminution a concerné tous les secteurs, selon des modalités différentes. Ainsi, la consommation industrielle a baissé de manière relativement uniforme (légèrement plus marquée pour

la grande industrie). Pour les secteurs résidentiel et tertiaire, la consommation a notamment diminué lors des périodes froides, le principal levier de réduction de la consommation étant la baisse de la température de consigne du chauffage, en cohérence avec le plan sobriété des pouvoirs publics.

Au printemps et à l'été 2023, la consommation s'est ensuite maintenue à un niveau bas. Au mois de septembre 2023, elle se stabilise à un niveau moyen d'environ 8% en-dessous de la moyenne historique 2014-2019.

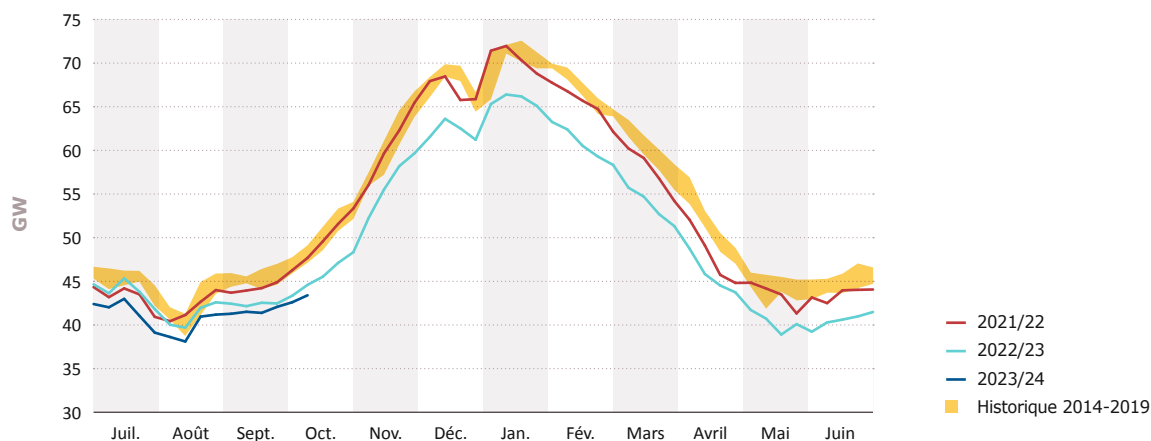
Projections pour les prochains mois

Les paramètres économiques actuels tendent à conforter la vision d'une consommation d'électricité toujours très basse au cours des prochains mois : les prix demeurent plus élevés que leur niveau d'avant crise et les efforts sur la sobriété se maintiennent avec le lancement d'un second plan gouvernemental au mois d'octobre 2023. Enfin, les nouveaux sites industriels, y compris «méga-usines», qui ont été récemment annoncés ne sont pas encore de nature à infléchir sensiblement à la hausse et à court terme les niveaux de consommation attendus en France.

Dans le cadre des analyses du passage de l'hiver, l'hypothèse de référence s'inscrit dans le prolongement de la tendance observée sur l'année 2023, soit des niveaux similaires à ceux de l'hiver dernier et inférieurs d'environ 8% à 9% aux niveaux pré-crise sanitaire. Sur l'année 2023, cette hypothèse correspond à une consommation corrigée des effets météorologiques proche de 440 TWh¹.

1. Données d'historique pour la période janvier-août et prévisionnelles pour septembre-décembre, dans les deux cas, ramenées à des conditions météorologiques normales.

Figure 1 Puissance appelée en moyenne hebdomadaire, corrigée du climat²



En complément de cette hypothèse, RTE a analysé un scénario dans lequel la consommation pourrait augmenter sous l'effet d'une reprise rapide et de moindres économies d'énergie. Dans ce scénario,

moins favorable pour la sécurité d'alimentation en électricité, les niveaux de consommation modélisés se situeraient entre 4 % et 5 % en dessous des niveaux des hivers précédant la crise sanitaire.

2. Ces moyennes hebdomadaires corrigées du climat masquent des variations importantes au sein de la journée et en fonction de la météo. Des valeurs nettement plus importantes peuvent donc être observées pour certaines heures de la journée.



Nucléaire

État des lieux

En tant que première source de production électrique en France, la disponibilité du parc nucléaire constitue un déterminant majeur de la sécurité d'approvisionnement en électricité. La disponibilité historiquement faible observée tout au long de l'année 2022 et début 2023 a ainsi été à l'origine d'une situation sans précédent en matière de risque sur la sécurité d'approvisionnement.

Cette situation résultait d'un ensemble d'événements, certains structurels (calendrier d'arrêts dense dans le cadre du « grand carénage », impacts de la crise sanitaire – et notamment de la première période de confinement – sur le planning de maintenances des réacteurs), d'autres conjoncturels (nombreux arrêts simultanés de réacteurs pour contrôles et réparations suite à la découverte de la corrosion sous contrainte – CSC – à partir de fin 2021).

Depuis l'hiver dernier, EDF a procédé au contrôle et à la réparation d'une large partie des réacteurs concernés par des phénomènes de corrosion ou susceptibles de l'être, en commençant par les réacteurs les plus sensibles et en adoptant une méthode générique pour tous les réacteurs d'un même palier. Le traitement de la CSC semble aujourd'hui se dérouler conformément aux projections d'EDF,

avec une accélération des délais de traitement et la confirmation que la production nucléaire sera plus importante en 2023 (entre 300 et 330 TWh)³ qu'en 2022 (279 TWh).

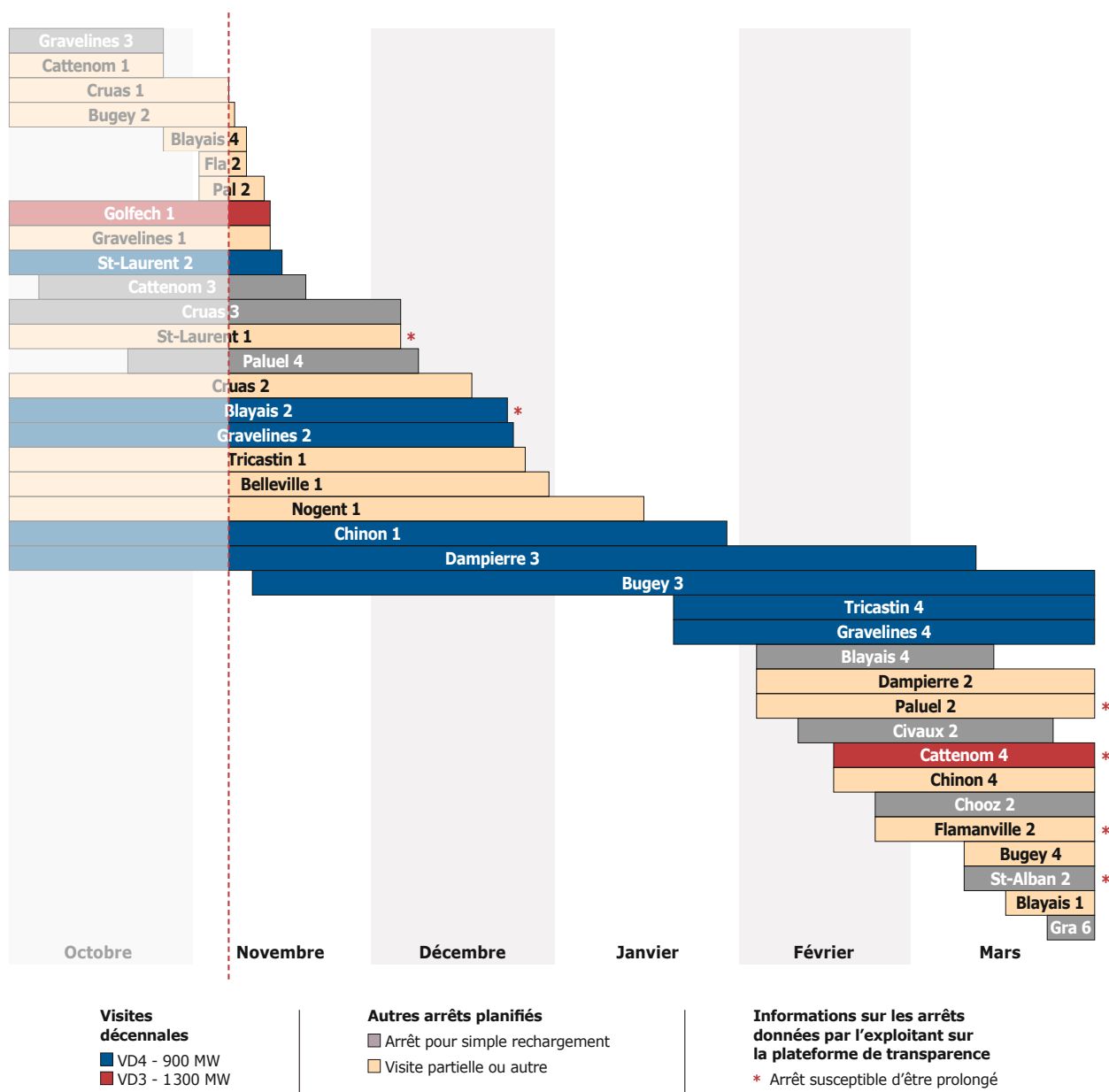
Dans le détail, les quatre réacteurs du palier N4 (réacteurs de 1 500 MW), sur lesquels le problème de corrosion sous contrainte a été initialement détecté, ont été réparés et ont retrouvé leur disponibilité nominale. Concernant le palier P'4 (une partie des réacteurs de 1 300 MW), EDF a achevé les travaux de remplacement préventif sur 5 des 7 réacteurs planifiés en 2023, avec des durées d'arrêt globalement inférieures aux durées initialement annoncées. S'agissant des autres contrôles menés sur le parc, que ce soit pour la CSC « générique » sur les paliers P4 (autre partie des réacteurs de 1 300 MW) et CP0-CP1-CP2 (réacteurs de 900 MW), ou pour le contrôle de soudures dites « réparées », ils n'ont pour le moment pas engendré de dérives majeures sur les durées d'arrêt.

Ainsi, bien que le phénomène de corrosion occasionne toujours des contrôles et des travaux sur les réacteurs ainsi que des échanges entre EDF et l'ASN⁴, l'incertitude quant à son impact sur la disponibilité du parc nucléaire s'est réduite par rapport au premier semestre.

3. EDF-2023-00181 : « EDF maintient son estimation de production nucléaire pour 2023 entre 300 et 330 TWh. »

4. ASN, « Fissuration par CSC », Courrier CODEP-DCN-2023-035207 du 12 juillet 2023

Figure 2 Planning prévisionnel des arrêts⁵ du parc nucléaire pour l'hiver 2023-2024 selon les déclarations sur la plateforme de transparence européenne, au 6 novembre 2023 à 10h



5. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus d'une semaine et qui se terminent après le 15/10/2023 sont représentés sur cette figure.

Projections pour les prochains mois

La disponibilité du parc nucléaire a dépassé les 40 GW en octobre 2023, soit plus de 10 GW au-dessus de celle de l'année dernière à la même date. Au cours des dernières semaines, le nombre de réacteurs disponibles a fluctué : d'un côté, plusieurs réacteurs ont redémarré à la fin de leurs arrêts pour maintenance ; de l'autre, plusieurs arrêts pour essais ou économies de combustible ont été positionnés de manière opportuniste par EDF dans une situation favorable pour l'équilibre offre-demande, et des arrêts fortuits ont également été observés, dont une partie liée aux conséquences de la tempête Ciaran sur le réseau.

Même si la disponibilité du parc a diminué depuis mi-octobre, la situation est donc d'ores et déjà plus favorable et le planning prévisionnel des arrêts pour les prochains mois apparaît nettement moins chargé qu'au cours de l'hiver 2022-2023.

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 prudences sur les dates des retours d'arrêt en fonction de la typologie de l'arrêt, ainsi que la probabilité d'arrêt fortuit en cohérence avec les observations des derniers hivers.

Au cours de l'hiver 2022-2023 et du printemps 2023, la disponibilité effective du nucléaire a été très proche de la trajectoire anticipée par RTE, justifiant *a posteriori* les principes de prudence adoptés dans la modélisation.

Depuis l'été 2023, le bon déroulé des travaux lancés sur les réacteurs du palier P'4 pour traitement des phénomènes de corrosion a conduit la disponibilité effective des réacteurs à dépasser la trajectoire de référence de RTE. Pour les paliers P'4 et P4, il existe aujourd'hui un degré de confiance suffisamment élevé sur la maîtrise de ces réparations atypiques ou contrôles pour redimensionner

à la baisse certains principes de prudence qui leur sont associés. En revanche, les prudences liées aux contrôles en lien avec la CSC sur le palier 900 MW⁶ ainsi que celles liées à la maintenance courante de l'ensemble des réacteurs demeurent d'actualité et ne sont pas modifiées.

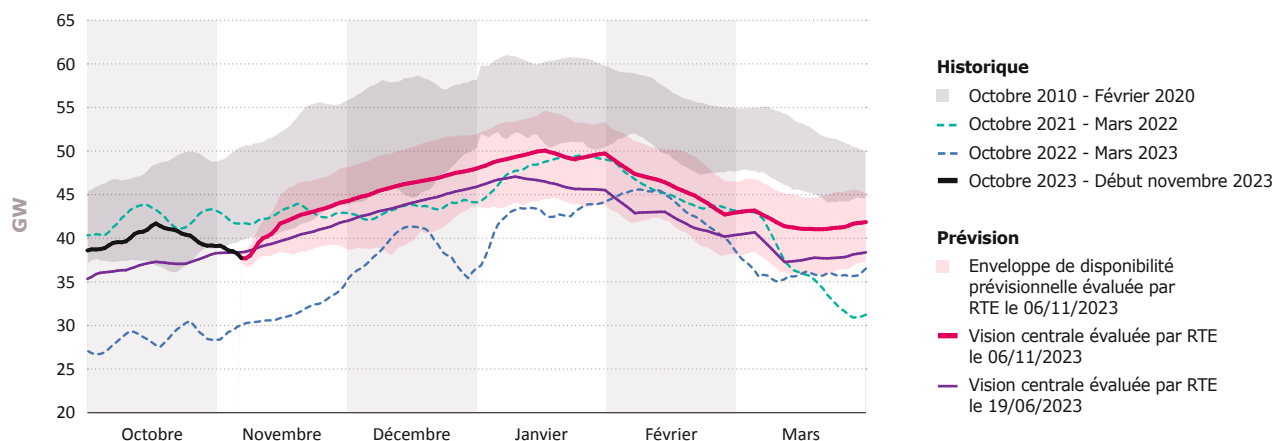
Comme à chaque nouvelle campagne d'arrêts, il n'est par ailleurs pas à exclure que la date de début de certains arrêts prévus début 2024 soit décalée de l'ordre de 1 à 2 semaines, notamment en cas de situation tendue pour la sécurité d'approvisionnement. Par prudence, la prévision actuelle n'intègre pas ce type de leviers, susceptibles d'améliorer la disponibilité, tant que EDF n'a pas procédé formellement à des redéclarations sur la plateforme transparence.

Par rapport à sa dernière publication du 19 juin 2023 (Perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité pour l'été, l'automne et l'hiver 2023), **RTE révisé d'environ 3 GW en moyenne sa prévision de disponibilité hivernale du parc nucléaire dans la vision centrale (courbe rouge), avec un maximum autour de 50 GW attendu mi-janvier.** Dans ses modélisations, RTE maintient par ailleurs une dispersion comparable aux précédents exercices de près de +/- 5 GW autour de la vision centrale (illustrée par le faisceau rose).

Ces perspectives conduisent, à date, à une disponibilité du parc nucléaire de l'ordre de 45 GW au 1^{er} décembre 2023, et pouvant atteindre 50 GW en janvier 2024. Il ne s'agit toujours pas d'une situation nominale pour le parc nucléaire, dont la disponibilité avoisinait en moyenne 55 GW sur ces deux mois avant la crise du COVID, mais la situation est en très forte amélioration par rapport à l'hiver passé. In fine, la disponibilité du parc nucléaire devrait même s'établir à des niveaux supérieurs à ceux de l'hiver 2021-2022 (avant la crise de la corrosion) de décembre jusqu'en janvier, et à des niveaux similaires ensuite.

6. En cohérence avec le message EDF-2022-00396 qui prévoit des risques de prolongation sur les arrêts de type VP/VD du palier 900 sur la période 2023-2024.

Figure 3 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver, au 6 novembre 2023⁷



Pour l'analyse de risque, RTE conserve par ailleurs un scénario dégradé correspondant à la courbe de disponibilité telle qu'évaluée au début de l'été 2023 (courbe violette), marqué par une

disponibilité plus faible d'en moyenne 3 GW (avec un maximum approchant des 47 GW courant janvier).

7. La disponibilité du parc nucléaire affichée ici est différente de la production nucléaire (disponible par exemple sur l'application Eco2mix). L'écart s'explique notamment par la réservation d'une partie de la puissance disponible pour les services système, par des modulations du productible pour raisons économiques ou encore par des baisses de production suite aux mouvements sociaux. Par ailleurs, la disponibilité réalisée depuis avril 2022 est à présent lissée sur 7 jours.



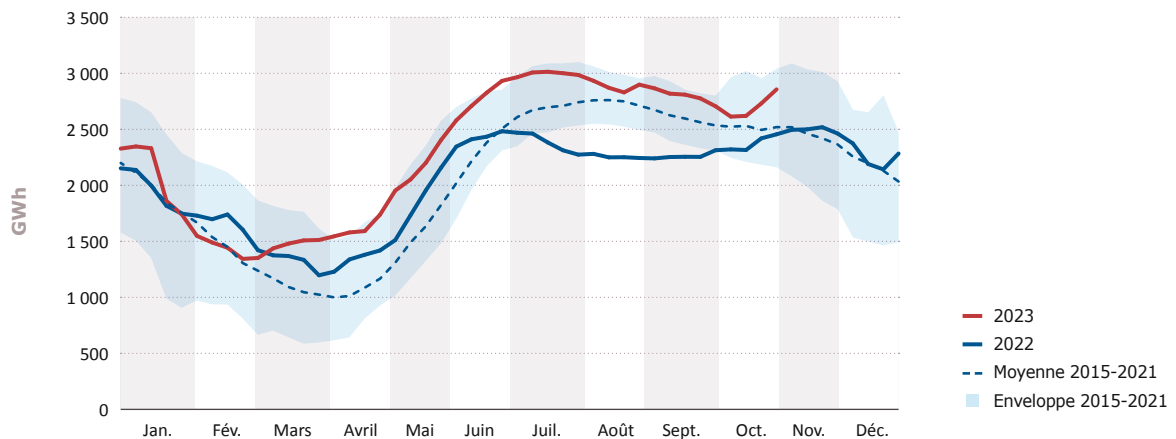
Hydraulique

L'année 2022 a été marquée par une sécheresse exceptionnelle, ce qui a entraîné à l'été 2022 une production hydraulique au plus bas depuis 1976, et un niveau de remplissage des stocks hydrauliques historiquement bas à la sortie du printemps 2022. Par la suite, la gestion prudente des exploitants et les températures douces ont permis de revenir au fil de l'hiver 2022-2023 à des valeurs proches des moyennes historiques.

En 2023, et malgré la sécheresse ayant touché la France au début de l'année, le niveau de remplissage des stocks a évolué très favorablement et se situe aujourd'hui au-dessus des moyennes historiques.

Ce bon niveau de remplissage des stocks hydrauliques est un facteur important pour sécuriser l'exploitation du système durant l'hiver 2023-2024.

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





Éolien, solaire

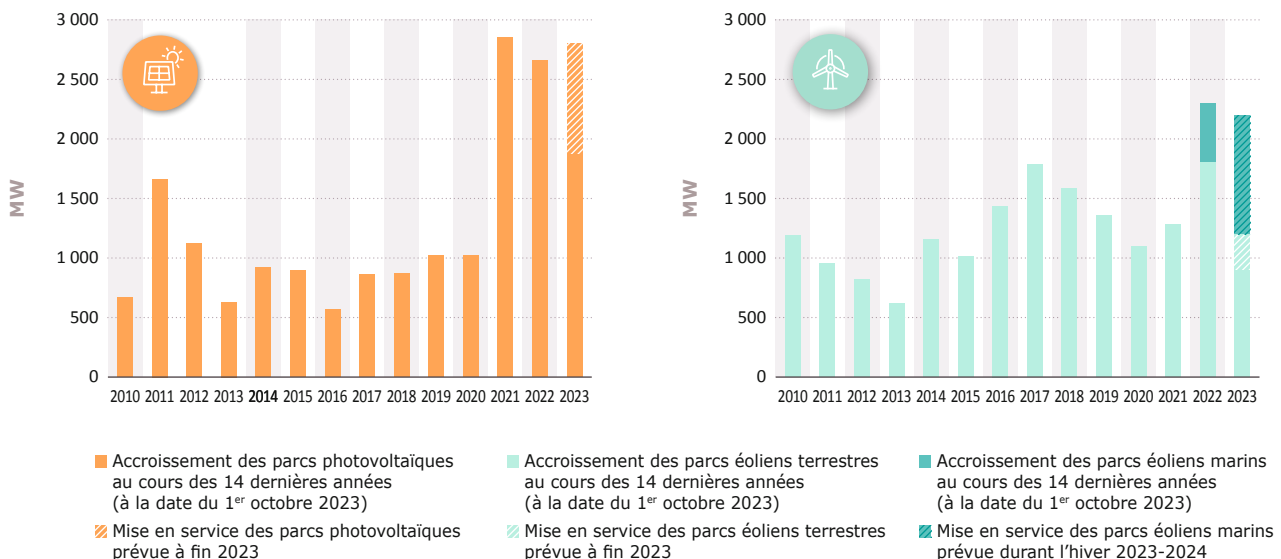
L'éolien et le solaire constituent une part de plus en plus significative de la production d'électricité française et contribuent à la sécurité d'approvisionnement, même si leur production est variable dans le temps en fonction des conditions météorologiques.

En mars 2023, le gouvernement a promulgué une loi portant sur l'accélération des énergies renouvelables. Si celle-ci favorise le développement de moyens de production renouvelables, les conséquences sur le rythme d'installation ne sont pas encore visibles pour le passage de cet hiver. Le développement des filières terrestres en 2023 s'est ainsi poursuivi selon un rythme similaire à celui des dernières années.

RTE projette donc le développement d'environ 1,2 GW d'éolien terrestre et de 2,8 GW de solaire en 2023.

Le développement du parc d'éoliennes en mer est, pour sa part, en accélération. Le premier parc (Saint-Nazaire, 0,5 GW) a été mis en service de manière complète en novembre 2022. Deux nouveaux parcs à Fécamp et à Saint-Brieuc (1 GW supplémentaire au total) ont quant à eux commencé à produire de l'électricité et devraient augmenter progressivement leur puissance au cours de l'hiver.

Figure 5 Évolution des parcs éolien et photovoltaïque





Gaz

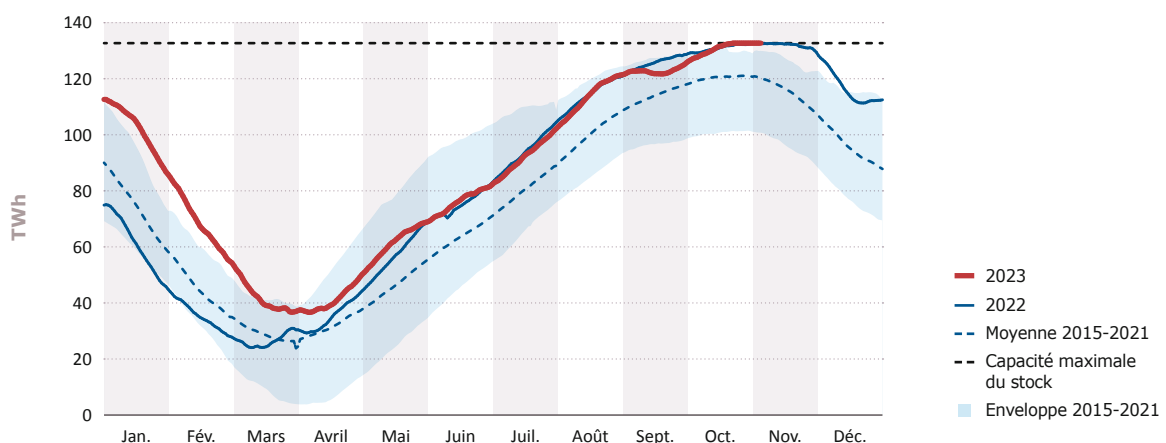
Au cours de l'année 2022, le contexte géopolitique international avait conduit à de fortes incertitudes sur le remplissage des stocks et plus généralement l'approvisionnement en gaz en Europe. Ceci avait conduit à s'interroger sur la disponibilité des centrales au gaz en Europe de l'Ouest et avait engendré une hausse du prix du gaz entraînant dans son sillage un mouvement similaire sur le prix de l'électricité.

Finalement, les dispositions prises en urgence par l'Union européenne et les États membres (obligations de remplissage des stocks, incitation à la maîtrise de la consommation, mise en service des terminaux GNL pour diversifier les approvisionnements), combinées à une baisse importante de la consommation de gaz observée partout en Europe, ont permis de disposer de stocks suffisants l'an passé. L'utilisation des centrales au gaz n'a pas été contrainte, et ces dernières ont contribué favorablement à l'équilibre offre-demande en électricité.

Pour l'hiver prochain, la situation en matière d'approvisionnement en gaz apparaît *a priori* plus favorable. En France, les stockages de gaz sont quasiment pleins, alors que la consommation de gaz demeure basse⁸. 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 être disponible au cœur de l'hiver. Dans le reste de l'Europe, la situation est similaire avec un niveau de remplissage des stockages de l'ordre de 99 % (98 à 99 % en Allemagne, en Italie et aux Pays-Bas au 1^{er} novembre).

Malgré ces signaux favorables, quelques points de vigilance demeurent et portent principalement sur la deuxième partie d'hiver. Les analyses de GRTgaz (publication du 9 octobre 2023⁹) ont en effet montré que la France peut être concernée par des déficits ponctuels de gaz en cas d'hiver froid et si les stocks de gaz atteignent des niveaux bas sur cette période. Cela peut en particulier être le cas si les

Figure 6 Évolution du stock de gaz en France



8. Données de suivi de la consommation de gaz mises à disposition par GRTgaz sur Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ), <https://odre.opendatasoft.com/pages/suivi-consommation>

9. GRTgaz, Téréga, Communiqué de presse du 9 octobre 2023 sur l'hiver 2023-2024, <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2023-10/communiqu-de-presse-winter-outlook-2023-2024-grtgaz-09102023.pdf>

économies d'énergie observées l'hiver dernier ne sont pas maintenues ou si des problèmes d'approvisionnement en gaz surviennent (par exemple dans le contexte de vigilance en mer du Nord suite

à la fermeture du gazoduc Balticconnector entre l'Estonie et la Finlande du fait d'une fuite dont la cause est encore inconnue).



Centrales au charbon et au fioul

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

- ▶ deux groupes à Cordemais, actuellement en maintenance jusqu'à fin novembre,
- ▶ un groupe à Saint-Avold, rouvert l'année dernière avec 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 CO₂ limitant leur temps de fonctionnement. En vertu du décret n° 2023-817 du 23 août 2023, ce plafond a été réhaussé et prolongé en 2024, ce qui conduit à un potentiel de 1 800 heures de fonctionnement des centrales au

charbon entre avril 2023 et décembre 2024. Leur sollicitation cet hiver devrait cependant demeurer nettement en deçà de ce plafond, et ne représenter qu'une part marginale de la production d'électricité. En comparaison, au cours de l'année 2022, au plus fort de la crise énergétique, le charbon n'a représenté que 0,6% de la production d'électricité en France.

Par ailleurs, la France compte également 1,4 GW de turbines à combustion au fioul, utilisées comme moyens d'extrême pointe. Ces centrales disposent de stocks limités de combustibles et sont soumises à des contraintes technologiques et réglementaires qui limitent leurs durées de fonctionnement à quelques centaines d'heures au maximum par an.



Effacements

Les effacements constituent un levier particulièrement adapté à la gestion des périodes de tension et des pointes électriques, répondant ainsi de manière plus générale aux besoins croissants de flexibilités dynamiques du système électrique.

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 3,1 GW, et demeurent ainsi relativement stables 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, indissociables d'une offre de fourniture (comme les offres Tempo), connaissent en revanche une dynamique de forte croissance dans le contexte des prix élevés de l'électricité depuis l'année dernière. Le nombre de consommateurs ayant souscrit à de telles offres de fourniture (hors EJP) a plus que doublé depuis l'an dernier passant de 200 000 clients en 2022 à près de 500 000 d'ici la fin de l'année 2023¹⁰.

10. Open Data Enedis : <https://data.enedis.fr/pages/agregats-de-consommation-au-pas-demi-heure/>



Interconnexions et reste de l'Europe

Les interconnexions jouent un rôle central dans le fonctionnement du système électrique européen et le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement. Des niveaux importants d'imports (jusqu'à plus de 12 GW ponctuellement) ont régulièrement été utiles pour assurer l'équilibre offre-demande en France au cours des dernières années. En particulier, au cours de l'hiver 2022-2023, le bon fonctionnement des marchés a permis à la France d'éviter des situations de tension (environ 5 situations EcoWatt orange, voire 12 situations EcoWatt rouge si la consommation n'avait pas autant diminué).

S'agissant de l'hiver 2023-2024, la capacité d'interconnexion physique de la France est orientée à la hausse. Une des liaisons avec le Royaume-Uni (site d'interconnexion IFA1), mise partiellement hors service à l'automne 2021 à la suite d'un incendie dans un poste d'alimentation, a été remise en fonctionnement de manière complète au début du printemps 2023. En ce qui concerne l'interconnexion Savoie-Piémont avec l'Italie, des travaux nécessaires à sa mise en service définitive sont en cours. Sur la frontière avec l'Espagne, des travaux de maintenance vont également réduire une partie de la capacité d'échange au cours des prochains mois.

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 disponibilité ou non d'offre de production électrique dans les pays voisins lors des appels de puissance en France.

En 2023, le parc de centrales thermiques est resté globalement stable à l'échelle européenne, voire en légère hausse, sous deux effets. Le premier est la conséquence de la crise énergétique de l'année dernière : plusieurs pays avaient ralenti leur trajectoire de déclassement de charbon ou remis sur le marché des centrales initialement placées en réserve. C'est le cas par exemple de la Grande-Bretagne, de l'Allemagne et de l'Espagne. En parallèle, de nouvelles capacités au gaz prévues de longue date ont été mises en service (Italie). La sortie du nucléaire allemand, temporairement repoussée l'année dernière, est en revanche devenue effective le 15 avril 2023, avec la fermeture des trois dernières centrales encore en service.

Certaines incertitudes portent encore sur le niveau de demande ; comme en France, la demande en Europe a en effet globalement baissé au cours de l'année écoulée. Pour l'hiver 2023-2024, 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.

Pour tenir compte de ces incertitudes pesant sur la contribution des pays voisins, plusieurs variantes ont ainsi été étudiées.

LES RISQUES DE TENSION SUR L'APPROVISIONNEMENT APPARAISSENT FAIBLES

Pour l'hiver 2023-2024, l'analyse fait apparaître un risque faible de tension sur l'approvisionnement en électricité du système, même en cas de vagues de froid.

Plus précisément, seuls des niveaux de consommation importants, qui seraient observés dans une vague de froid très intense, font apparaître un risque. Or, la baisse structurelle de la consommation constatée ces derniers mois et qui se poursuit rend beaucoup moins probable l'apparition de niveaux de consommation très importants cet hiver, même dans des conditions climatiques très défavorables. A titre d'exemple, dans les conditions météorologiques similaires à la vague de froid de février 2012 (températures moyennes France inférieures de 8°C

à la normale saisonnière ayant conduit à une pointe historique de consommation de 102 GW), la pointe de demande électrique resterait cet hiver *a priori* significativement inférieure à 100 GW.

Des déséquilibres entre l'offre et la demande ne peuvent être totalement exclus mais ne se matérialiseraient donc qu'en cas de combinaison de conditions défavorables : par exemple en cas de vague de froid intense combinée à une production éolienne faible, si les économies d'énergie ne sont pas maintenues, si le retour effectif des réacteurs nucléaires ne respecte pas le calendrier prévu et/ou si les imports depuis les pays voisins sont limités à des niveaux inférieurs à ceux observés l'hiver dernier.

Figure 7 Prévisions de température moyenne France du 7 novembre au 7 décembre (source : Météo-France), en date du 6 novembre 2023

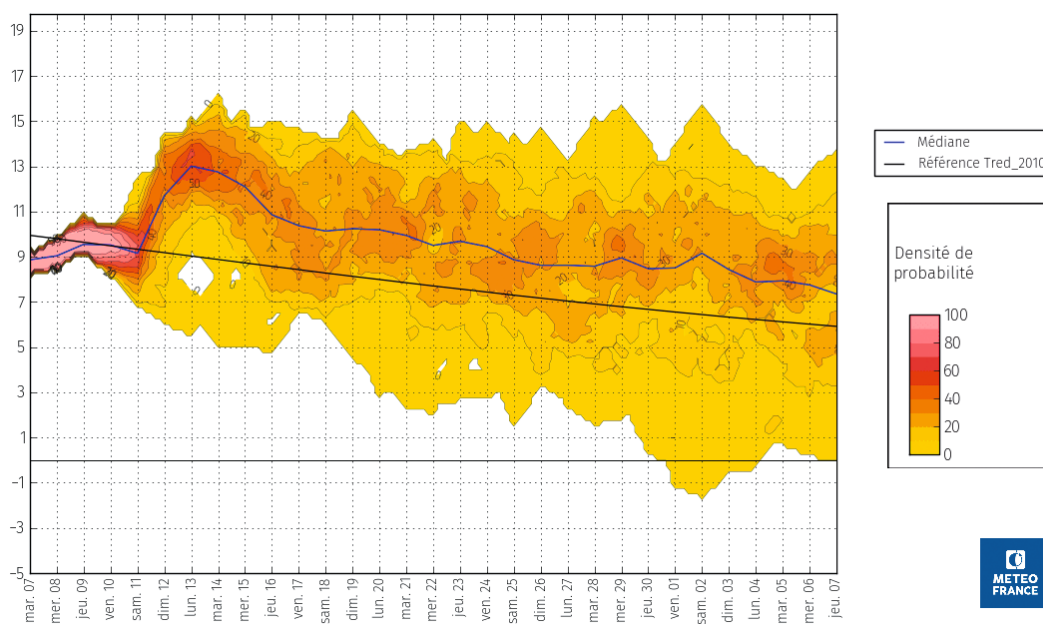


Figure 8 Évolution du risque sur l’équilibre offre-demande au cours de l’hiver



* 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.

Les prévisions météorologiques – surtout fiables à des échéances d’une à deux semaines pour les niveaux de précision recherchés dans les études d’équilibre offre-demande en électricité – montrent des températures autour des normales de saison pour les quelques prochaines semaines et un risque relativement faible de vague de froid très intense. Ceci conduit à abaisser encore le risque à très court terme.

S’agissant du reste de l’hiver, la vision précise des conditions d’exploitation demeure soumise à un certain nombre d’incertitudes. Cependant, les éléments disponibles à date ne conduisent pas à une augmentation du risque pesant sur la sécurité d’approvisionnement. RTE continuera donc à surveiller l’évolution des paramètres influençant la sécurité d’approvisionnement, et actualisera son diagnostic au cours de l’hiver si de nouvelles informations ou prévisions l’amènent à élever le niveau de risque.

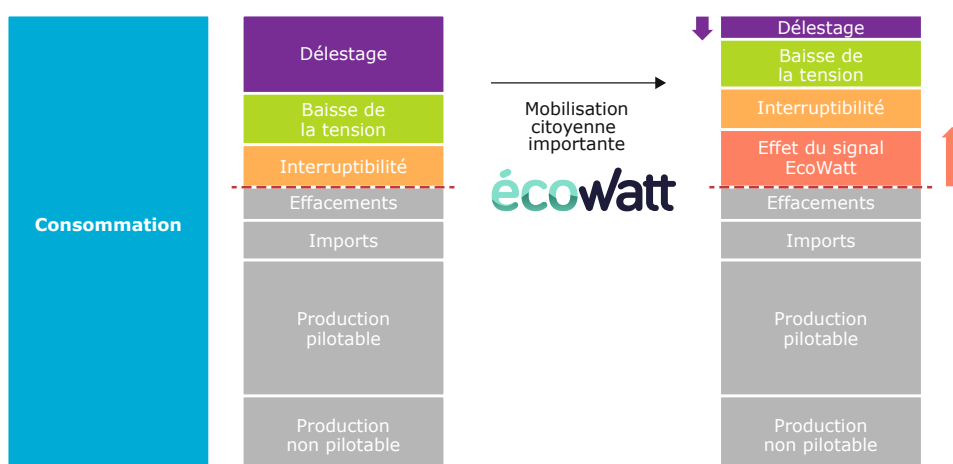
LE DISPOSITIF ECOWATT AU SEIN DES FLEXIBILITÉS DE SAUVEGARDE

Le dispositif EcoWatt, élargi et renforcé l'hiver dernier, est désormais connu de nombreux ménages, collectivités et entreprises. Il alerte les consommateurs et appelle à la mobilisation de gestes citoyens en signalant les journées et heures les plus à risque pour la sécurité d'approvisionnement. Il sera maintenu pour l'hiver prochain et les suivants.

En cas de forte tension sur la sécurité d'approvisionnement et en plus de l'appel aux gestes citoyens via le dispositif **EcoWatt**, d'autres flexibilités sont mobilisables de manière très exceptionnelle, lorsque les moyens « classiques » utilisés à travers les marchés de l'électricité puis le mécanisme d'ajustement ne suffisent pas à limiter le recours au délestage :

- ▶ **l'interruptibilité** contractualisée auprès des gros consommateurs, qui permet une réduction du déséquilibre offre-demande sur une durée limitée. Ce dispositif relève depuis 2021 du plan de défense du réseau électrique français prévu par le règlement européen *Emergency and restoration*¹¹ qui en fait essentiellement un service utilisé en cas d'aléas en temps réel sur le système européen impactant la fréquence mais qui peut également participer à limiter le recours au délestage ;
- ▶ **la baisse de tension sur les réseaux de distribution** qui se traduit par une baisse de la puissance consommée de l'ordre de 3 à 4%, pendant quelques heures consécutives.

Figure 9 Le dispositif EcoWatt, au cœur des leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande et éviter le recours aux coupures de consommation



¹¹. Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique

D'autres leviers existent mais possèdent des effets plus incertains, tels que la possibilité d'accéder à des marges situées à l'étranger sur sollicitation des gestionnaires de réseau voisins ou bien la dégradation des marges d'exploitation pouvant rendre le système plus vulnérable à d'autres aléas.

En dernier recours, si ces leviers d'action ne suffisent pas à garantir l'équilibre offre-demande, des délestages ciblés et tournants d'une fraction des consommateurs (en évitant les usagers les plus sensibles comme les hôpitaux, les personnes ayant un besoin vital d'accès à l'électricité, les infrastructures critiques, etc.) peuvent être mis en œuvre.

En parallèle, des travaux ont été engagés pour moderniser les moyens de sauvegarde. Ces travaux portent sur une possible expérimentation de réduction temporaire de la puissance disponible pour certains clients.

En plus de répondre à un enjeu de sécurité d'approvisionnement, les flexibilités de la demande sont appelées à devenir une composante à part entière du système électrique permettant d'optimiser son fonctionnement, en maximisant l'utilisation de la production bas-carbone et ainsi en réduisant les émissions de CO₂ du mix électrique.

Pour répondre à ce second enjeu, la nouvelle version d'EcoWatt intègre désormais au quotidien – en dehors des périodes d'alerte – un signal bas-carbone indiquant aux consommateurs les meilleurs moments pour consommer l'électricité, en décalant et en modulant leurs usages. Ce signal sera émis les heures durant lesquelles la France peut couvrir ses besoins en électricité à partir d'une production d'électricité nationale 100% bas-carbone, produite à partir de nucléaire et d'énergies renouvelables.

ANALYSES SUR LES PRIX DE MARCHÉ

Sur l'ensemble de l'année 2022, les prix spot de l'électricité et du gaz ont atteint des niveaux très élevés. Ils ont commencé à diminuer à partir de septembre 2022, notamment grâce au remplissage important des stocks de gaz et à la forte baisse de la demande d'électricité et de gaz observée partout en Europe.

Depuis quelques mois, l'ensemble des paramètres de l'équilibre offre-demande présentent des évolutions favorables (voir partie 2). Ainsi, **sur l'ensemble de l'année 2023, les prix spot de l'électricité ont atteint des niveaux bien inférieurs à ceux de 2022** (80 €/MWh en moyenne sur le début du mois d'octobre 2023 contre 225 €/MWh pour la même période en 2022).

S'agissant des marchés à terme, la fin de l'année 2022 avait été marquée par une forte prime de risque sur le marché *forward* de l'électricité pour les échéances début 2023. Les échanges sur le marché à terme de l'électricité s'établissaient à des prix bien supérieurs à ceux expliqués par les fondamentaux de prix du gaz et du CO₂ et par le risque en matière de sécurité d'approvisionnement. Cette prime de risque s'était effondrée sur le début de l'hiver 2022-2023 à mesure que les doutes sur la disponibilité du parc nucléaire se dissipaient.

Pour l'hiver 2023-2024, la prime de risque apparaît s'être résorbée : les prix à terme de l'électricité sont désormais largement alignés avec les coûts variables des centrales au gaz.

Figure 10 Évolution des prix à terme pour le premier trimestre 2024 en base, en France depuis mars 2022

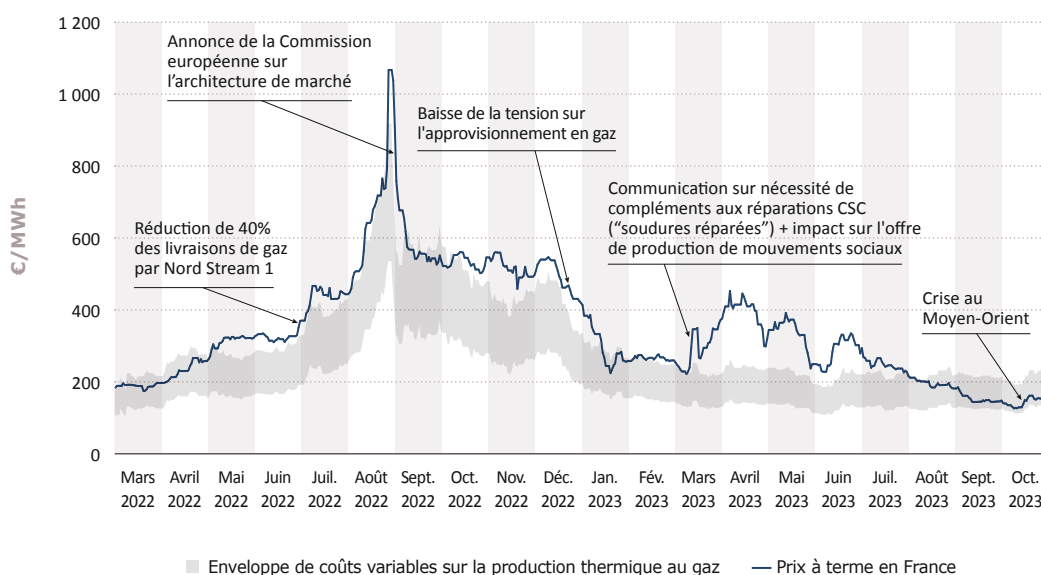
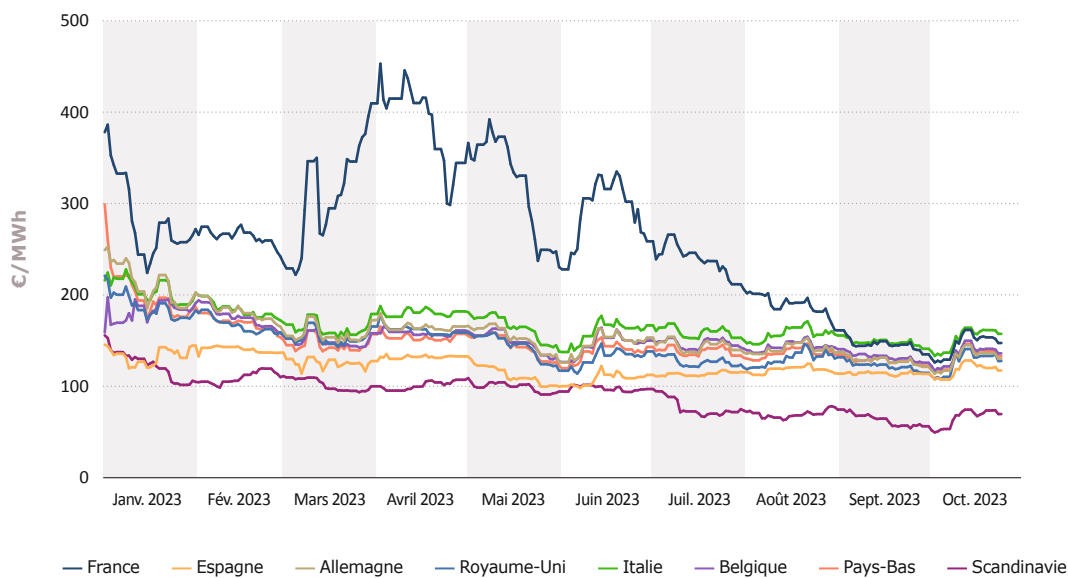


Figure 11 Évolution des prix à terme pour le premier trimestre 2024 en base depuis janvier 2023, dans une sélection de pays européens



Les prix à terme de l'électricité observés pour le premier trimestre 2024 oscillent ainsi autour de 150 €/MWh entre septembre et octobre 2023 : ce niveau est cohérent avec les fondamentaux du système, c'est-à-dire avec un prix du gaz autour de 55 €/MWh et un prix du CO₂ autour de 85 €/t_{CO2}.

Les prix à terme français se sont par ailleurs globalement réalignés avec ceux des pays voisins. Les prix n'en demeurent pas moins à des niveaux bien plus élevés que dans la situation d'avant crise énergétique.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com