



**RÉACTUALISATION DES PERSPECTIVES
POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE**
POUR L'AUTOMNE ET L'HIVER 2022-2023
(OCTOBRE 2022)

RTE a publié le 14 septembre 2022¹ une première analyse des perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023.

Celle-ci porte sur l'ensemble de la période automne-hiver et a vocation à être réactualisée tous les mois jusqu'à la fin de l'hiver. Ce dispositif dynamique et renforcé d'information sur la sécurité d'approvisionnement permet ainsi de donner une information de meilleure qualité, mois par mois, en se basant sur des hypothèses de production et de consommation

réactualisées, notamment avec des prévisions météorologiques récentes.

L'analyse de septembre 2022 avait présenté trois scénarios pour l'hiver (intermédiaire, haut, dégradé), qui se démarquaient en fonction de la disponibilité des réacteurs nucléaires en France et du gaz en Europe, ainsi qu'une variante intégrant des effets rapides et conséquents du plan sobriété. Le panorama d'ensemble avait conduit à placer la sécurité d'approvisionnement électrique sous forte vigilance, et ce dès l'automne (ce qui constituait une situation exceptionnelle).

Cette note réactualise et précise l'analyse de septembre 2022 pour les quatre prochaines semaines, à savoir de mi-octobre à mi-novembre 2022. Il s'agit du début de la période de vigilance, comme indiqué dans l'étude saisonnière préliminaire.

L'évolution des différents paramètres depuis un mois crédibilise, pour le cœur de l'hiver, le scénario central de RTE présenté le 14 septembre.

► **La consommation d'électricité structurelle (corrigée des aléas météorologiques) est désormais clairement orientée à la baisse** (le mois de septembre marque une diminution de 3 à 4% par rapport à la tendance) sous l'effet de l'augmentation des prix de l'énergie. Cette diminution touche plus largement le secteur industriel. Elle devrait être prolongée par le déploiement du plan sobriété. Cette tendance baissière – qui réduit le risque, toutes choses étant égales par ailleurs, pour l'hiver – reste à confirmer dans les prochaines semaines ;

► **La disponibilité du parc nucléaire est, en date du 17 octobre, exactement conforme à la prévision de RTE de début septembre, mais elle devrait s'en écarter à la baisse à partir de fin octobre et jusqu'à mi-novembre au moins.** Des facteurs aux conséquences opposées cohabitent :

- Les travaux de réparation des portions de tuyauteries et de contrôles pour le défaut de corrosion sous contrainte se déroulent correctement. Ils sont achevés sur certains réacteurs, et en bonne voie de l'être sur d'autres. Ceci contribue à «dé-risquer» largement le scénario central de RTE pour le cœur de l'hiver et à réduire le risque sur la sécurité d'approvisionnement. Depuis plusieurs mois, l'évolution de ce dossier demeure donc favorable.
- Les mouvements sociaux sur le parc nucléaire ont conduit à des prolongations d'arrêt généralement de deux à trois semaines sur les réacteurs dont la remise

1. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-09/Analyse%20passage%20hiver%202022-2023.pdf>

en service était imminente ou proche. Pour les autres, cela engendre également des retards dans la maintenance des réacteurs. Ceci conduira à une disponibilité inférieure au scénario central de RTE durant la première partie du mois de novembre *a minima*. Une prolongation du mouvement social aurait des conséquences importantes sur le cœur de l'hiver.

- ▶ **Les stocks hydrauliques retrouvent des niveaux de remplissage connus** (même si encore bas), du fait d'une gestion prudente par les exploitants. Il s'agit d'un facteur positif, qui permet d'aborder plus sereinement l'hiver.
- ▶ **Le remplissage des stocks de gaz en France et en Europe atteint désormais des niveaux très élevés.** Les centrales à gaz ne courent donc pas de risque d'être empêchées de fonctionner au cours des prochaines semaines.
- ▶ La survenue d'épisodes météorologiques marqués (notamment de vagues de froid précoces et sévères) **apparaît très peu probable d'ici à fin octobre** et peu probable au début du mois de novembre.

▶ **Compte tenu de ces éléments, RTE anticipe un très faible risque pour la sécurité d'approvisionnement des deux prochaines semaines et un risque modéré début novembre (avec comme incertitude principale la disponibilité des réacteurs actuellement affectés par des mouvements sociaux). Le diagnostic de vigilance est maintenu sur l'hiver.**

Le recours au dispositif Ecowatt (et en particulier au signal d'alerte rouge) apparaît donc peu probable sur les quatre prochaines semaines. Les perspectives pour le reste de l'automne et l'hiver restent à ce stade inchangées.

Enfin, **les prix de l'électricité sur les marchés à terme pour la fin de 2022 et le début de 2023 intègrent toujours une prime de risque qui apparaît manifestement disproportionnée par rapport aux fondamentaux de l'équilibre offre-demande.** Dans le prolongement de celle publiée en septembre, l'analyse de RTE intègre pourtant bien déjà une vision prudente de la disponibilité du parc nucléaire (très inférieure aux déclarations sur la plateforme REMIT pour l'hiver) et de la consommation. Cette déconnexion constitue un réel problème pour le tissu économique, et alimente des réflexions sur l'aménagement du « market design » électrique.

Évolution détaillée des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande depuis la dernière analyse de la sécurité d'alimentation du 14 septembre 2022



Consommation

Après avoir été relativement stable sur le premier semestre de 2022 et proche des niveaux d'avant la crise sanitaire (inférieure de l'ordre de 1 à 2%), la consommation d'électricité connaît une baisse depuis la fin de l'été.

La diminution de la consommation d'électricité corrigée des aléas météorologiques peut aujourd'hui être estimée de l'ordre de 5% par rapport à son niveau d'avant-crise sanitaire. Par rapport à la tendance du premier semestre, la diminution est de l'ordre de 3 à 4% sur le mois de septembre 2022.

Ces premiers chiffres, qui concernent à ce stade uniquement le mois de septembre, doivent être pris avec prudence et devront être consolidés sur la base des données exhaustives de comptage (opération qui prend plusieurs mois pour les sites résidentiels et tertiaires). Néanmoins, **la tendance à la diminution de la consommation semble aujourd'hui suffisamment claire pour être confirmée, avec une nette rupture de tendance à la sortie de l'été.** Le mois d'octobre, qui constitue généralement le premier « mois de chauffe » pour les particuliers et les bureaux, sera à cet égard particulièrement important pour fixer la tendance de l'hiver.

Le phénomène baissier touche en premier lieu l'industrie (-8 à -9% pour les grands sites industriels raccordés au réseau public de transport). Il s'explique par le ralentissement économique observé en Europe et spécifiquement par la hausse spectaculaire des prix de l'énergie, qui ont conduit certaines usines à arrêter ou modérer leur activité. Malgré les différentes mesures mises en place en France pour l'année

2022 (augmentation du plafond ARENH, baisse de la TICFE...), les prix sur le marché de l'électricité, entraînés à la hausse par ceux du gaz et, pour la période hivernale, par les craintes des acteurs de marché sur l'approvisionnement en électricité, demeurent très élevés. Dans ce contexte, le mouvement baissier sur l'industrie pourrait se poursuivre dans des proportions encore difficiles à évaluer, notamment au fur et à mesure que les consommateurs basculent sur de nouveaux contrats de fourniture pour 2023, fondés sur les prix de marché récemment observés. Les pouvoirs publics ont néanmoins annoncé leur intention de soutenir les collectivités et les petites et moyennes entreprises et de protéger le tissu économique durant la période la plus exposée.

La diminution de la consommation touche aussi, dans des proportions qui demeurent à affiner par activités, le secteur tertiaire et résidentiel. Ce dernier est en très grande partie protégé par le « bouclier tarifaire » mis en place en 2021, qui protège très largement les consommateurs des évolutions des prix. Ceci demeurera le cas en 2023, l'augmentation annoncée le 14 septembre (+15% pour le gaz et l'électricité) demeurant très inférieure à l'augmentation des prix de ces deux énergies sur les marchés.

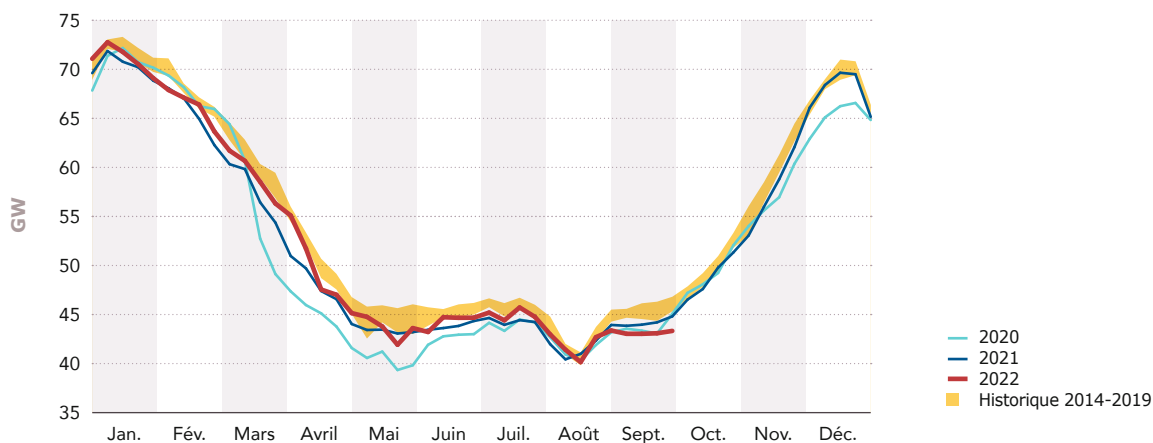
Au-delà de l'« effet prix », le « plan sobriété » annoncé par le Gouvernement est de nature à conduire à une réduction de la demande énergétique, et donc d'électricité. Il est encore trop tôt pour percevoir l'effet des propositions présentées le 6 octobre, qui portent sur l'ensemble des postes de consommation toutes énergies confondues et visent à réduire de 10%

la consommation énergétique (électricité, gaz, carburant...) de la France d'ici 2024. Parmi les mesures mises en avant, celles ayant les effets les plus importants sur la consommation d'électricité sont la recommandation de se chauffer à 19°C, la réduction de l'utilisation de l'eau chaude sanitaire, une meilleure gestion des bâtiments tertiaires ou encore la réduction de l'éclairage public. L'analyse quantifiée des différentes actions de réduction de la consommation a été présentée par RTE dans le rapport du 14 septembre 2022.

Sur le plan de la structure horaire de la consommation, des actions de déplacement de certaines consommations dans la journée sont également attendues. En particulier, dans le secteur résidentiel, à partir du 15 octobre et jusqu'au 15 avril 2023, pour les 4,3 millions de

consommateurs ayant souscrit à un tarif du type « heures pleines/heures creuses » et dont une partie des heures creuses sont placées dans la plage 11h30-14h, les chauffe-eaux ne seront plus automatiquement activés². Cette mesure ne change rien aux autres usages électriques entre 12h et 14h puisque ces consommateurs conservent le bénéfice du tarif heures creuses sur la plage méridienne. Elle n'aura en outre pas d'impact sur le confort des usagers car la chauffe pendant les six autres heures creuses (la nuit ou l'après-midi) suffit à recharger totalement les ballons d'eau chaude. En revanche, elle permettra de réduire fortement l'appel de puissance sur le système électrique en fin de plateau matinal. Sa mise en œuvre par Enedis a débuté le 15 octobre et se poursuivra jusqu'à fin octobre³.

Figure 1 Puissance appelée en moyenne hebdomadaire⁴, retraitée des conditions météorologiques



2. Arrêté du 22 septembre 2022 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de distribution d'électricité

3. Chaque week-end, par tiers des consommateurs concernés.

4. Ces moyennes hebdomadaires corrigées du climat masquent des variations importantes (i) au sein de la journée et (ii) en fonction de la météo. Des valeurs nettement plus importantes peuvent donc être observées sur certaines heures.



Nucléaire

Analyse globale

La disponibilité du parc nucléaire français constitue, pour les prochains mois, le facteur clé de la sécurité d'alimentation en France. Le rythme de remise en service des réacteurs actuellement à l'arrêt (dans le cadre des maintenances programmées ou du programme spécifique à la surveillance et la réparation du défaut de corrosion sous contrainte – CSC) est donc crucial.

RTE a publié, début septembre, une prévision de disponibilité du parc nucléaire fondée sur une analyse statistique des durées d'arrêt et l'application de prudences spécifiques pour les réacteurs affectés par la CSC (courbe rouge – vision centrale). Selon cette projection, l'espérance de disponibilité du parc se rapprocherait de 30 GW (sans l'atteindre) mi-octobre, serait légèrement inférieure à 40 GW début décembre, et culminerait légèrement au-dessus de 45 GW au cours du mois de janvier. La projection est accompagnée d'une enveloppe traduisant les incertitudes qui y sont associées (pouvant constituer une trajectoire haute et une trajectoire basse). Cette projection conduit à une disponibilité très largement inférieure à celle qui résulte des dates de remise en service publiées par EDF sur la plateforme REMIT, lesquelles n'intègrent pas de traitement statistique des aléas probables et constituent donc une vision optimiste.

Tous les acteurs du système peuvent comparer la disponibilité effective du parc nucléaire avec la projection datée de septembre. Ceci constitue un outil de transparence qui permet à chacun d'évaluer le bon avancement du programme de remise en service des réacteurs. RTE réaffirme que le suivi «mécanique» des dates affichées sur la plateforme REMIT, régulièrement mise à jour au fur et à mesure que les aléas se concrétisent, constitue *a contrario* un indicateur peu fiable.

Sur cette base, il apparaît possible de conclure que **la disponibilité du nucléaire entre mi-septembre et mi-octobre a suivi la tendance du scénario central anticipée par RTE dans la publication du 14 septembre : la disponibilité au milieu du mois est exactement celle anticipée par RTE début septembre.**

Dans le détail, la disponibilité effective du nucléaire s'est écartée à la baisse de celle anticipée dans scénario central durant la première semaine d'octobre, du fait des mouvements de grève dans certains sites (conduisant à réduire la production des centrales et à différer la remise en service de certains réacteurs). Elle a ensuite retrouvé son niveau nominal.

L'analyse de la dynamique de remise en service des réacteurs permet en effet de mettre en avant deux tendances opposées.

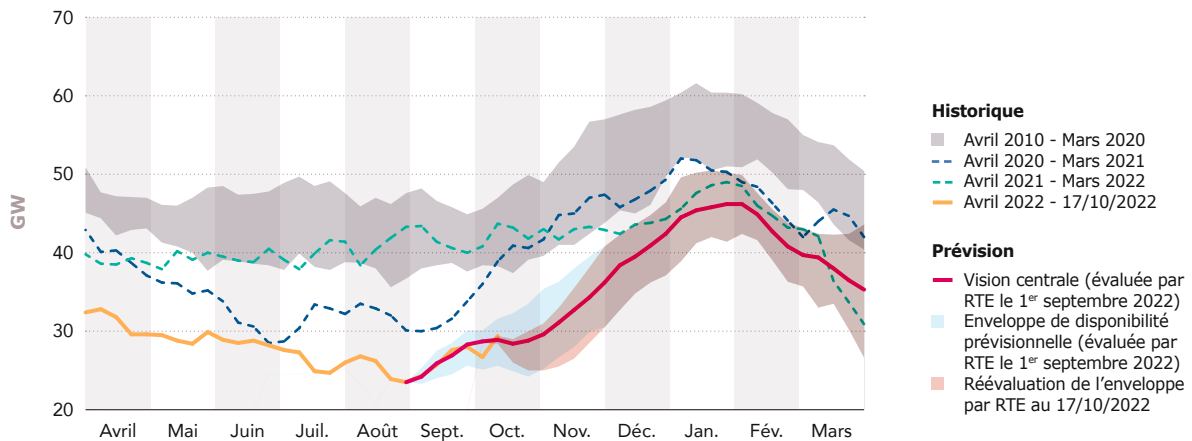
Parmi les nouvelles positives, **les dernières semaines ont confirmé le bon avancement des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte**, pour les réacteurs dont certaines parties des circuits auxiliaires au circuit primaire avaient fait l'objet de découpes à fin d'examen, nécessitant remplacement (que les circuits aient été touchés ou non). Les travaux spécifiques au traitement de la CSC ont été annoncés comme totalement terminés sur trois réacteurs (Chinon B3, Bugey 4, Cattenom 4) et se sont achevés depuis sur un autre réacteur (Civaux 1). Ils sont en bonne voie d'achèvement sur d'autres (Flamanville 2 notamment). **Cet état des lieux confirme que la présence des réacteurs affectés par le phénomène de corrosion sous contrainte et priorisés pour réparation à l'automne est en grande partie « dérisquée » sur le plan technique et industriel. Il crédibilise la perspective d'une disponibilité de 45 GW au cœur de l'hiver.**

Néanmoins, dans le même temps, une grande partie des marges intégrées par RTE dans l'analyse est en train d'être consommée par les conséquences du mouvement social en cours sur plusieurs réacteurs. Plusieurs réacteurs, dont la maintenance est achevée ou en voie de l'être, voient leurs procédures de redémarrage repoussées de jour en jour. Pour d'autres, les activités de maintenance sont interrompues à un stade plus précoce (au cours du cycle de maintenance, par exemple lors du rechargement du cœur du réacteur, voire dès la mise à l'arrêt du réacteur). Une partie de ces retards ne pourra pas être rattrapée et se traduira donc *in fine* par un retard du retour des réacteurs sur le réseau par rapport aux dates déclarées sur la plateforme REMIT.

Cette situation ne remet pas en cause, à date, la trajectoire centrale présentée par RTE pour les mois de décembre et janvier. Elle fait néanmoins peser une hypothèque réelle sur la disponibilité du parc au cours du mois de novembre, en retardant de deux à trois semaines les nombreuses mises en service attendues autour de la Toussaint.

Sur cette base, RTE maintient la vision centrale présentée le 14 septembre, en l'assortissant d'une perspective négative début novembre, période durant laquelle la disponibilité effective du parc nucléaire a désormais de très grandes chances d'être inférieure à la projection centrale de début septembre.

Figure 2 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver (en moyenne sur l'ensemble de la semaine), au 17 octobre 2022⁵



5. La disponibilité du parc nucléaire affichée ici est différente de la production nucléaire (disponible par exemple sur éco2mix). 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.

Analyse par réacteurs

L'analyse de septembre avait distingué les niveaux d'incertitudes selon les typologies d'arrêt (correspondant au cycle « naturel » de maintenance – rechargement, visite partielle, visite décennale –, ou en lien avec les contrôles de corrosion sous contrainte) et selon leur échéance (les retours prévus d'ici le début de l'automne étant moins incertains que ceux pour la suite de l'année).

Depuis la publication du 14 septembre, 5 réacteurs en arrêt pour maintenance « habituelle » (rechargement, visite partielle) et 2 réacteurs en arrêt pour modulation se sont recouplés au réseau. L'arrêt pour maintenance prévu sur la période a bien démarré et 2 arrêts fortuits de plus d'une semaine ont été observés depuis mi-septembre (dont un encore en cours du fait du mouvement social). La disponibilité du parc s'approche ainsi de 30 GW à mi-octobre, soit environ 8 GW en-dessous des minima historiques à cette période de l'année.

S'agissant de la CSC, les travaux de réparation se poursuivent sur certains des réacteurs ayant fait l'objet de contrôles « destructifs » au cours du printemps et de l'été (c'est-à-dire une découpe de tuyauterie systématique afin de procéder à des examens en laboratoires), selon des modalités approuvées par l'ASN. Comme évoqué ci-dessus, ils sont notamment achevés sur les réacteurs de Bugey 4, Cattenom 4, Chinon 3, et depuis peu sur Civaux 1. Cette progression démontre l'opérabilité des procédés techniques développés cet été pour remplacer les portions de tuyauteries affectées par la CSC, même si une vigilance demeure sur la faculté d'EDF et de ses sous-traitants à mener à bien l'ensemble des contrôles et des travaux de réparations dans un planning très exigeant.

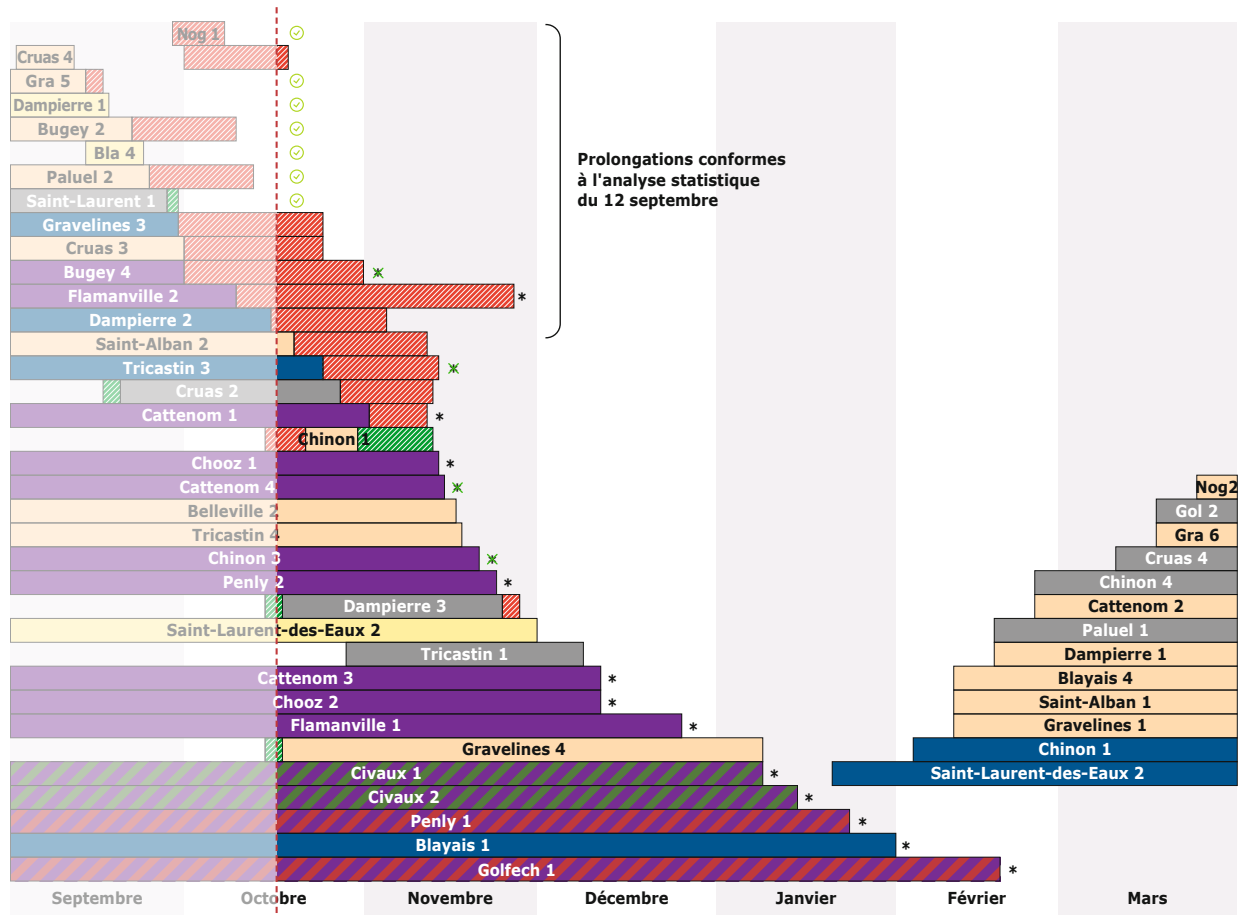
Pour les semaines à venir, le calendrier des arrêts, publié par l'exploitant sur la plateforme de transparence européenne, a subi plusieurs modifications depuis mi-septembre :

- ▶ 2 retours de réacteur suite à des arrêts du « cycle naturel », initialement prévus entre mi-septembre et mi-octobre, sont actuellement affichés avec des retards allant de 2 à 3 semaines. Ces retours sont prévus entre mi-octobre et mi-novembre ;
- ▶ l'arrêt fortuit sur Cruas 4 devrait également prendre fin dans les tout prochains jours (avec une date de redémarrage dépendant de l'évolution du conflit social) ;
- ▶ les 2 arrêts en lien avec les contrôles pour CSC et dont les retours étaient prévus entre mi-septembre et mi-octobre ont été allongés de 4 à 7 semaines ;
- ▶ comme prévu mi-septembre, 8 retours supplémentaires de réacteurs sont attendus dans les quatre prochaines semaines dont 3 liés aux contrôles pour CSC ;
- ▶ dans le même temps, 4 réacteurs sont prévus pour une mise à l'arrêt entre le 15 et le 24 octobre dans le cadre du « cycle naturel » comme prévu mi-septembre avec pour Chinon 1 une durée prévisionnelle d'arrêt réduite d'une dizaine de jours par rapport à mi-septembre (arrêt simple pour maintenance sans rechargement).

De manière générale, la prolongation de durées d'arrêt pour maintenance ou encore la survenue d'arrêts fortuits sur des installations de production sont des phénomènes courants, qui ne concernent pas uniquement la production nucléaire. Les perspectives établies par RTE en septembre tenaient ainsi compte de prudenances sur la disponibilité prévisionnelle du parc, que ce soit pour des arrêts fortuits, des maintenances « habituelles » ou en lien avec la CSC. Toutefois, la disponibilité du parc nucléaire pourrait être affectée dans les prochaines semaines par le contexte social et les mouvements de grève ayant débutés fin septembre. À date, au moins 6 réacteurs dont le retour est prévu fin octobre font partie de sites concernés par des grèves.

La réactualisation des prévisions de RTE reste ainsi cohérente avec celles établies en septembre.

Figure 3 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2022-2023⁶
(source : plateforme de transparence européenne, au 17 octobre 2022, 12h00)⁷



Évolution de la durée d'indisponibilité par rapport au 12/09

- à la hausse
- à la baisse
- au 17/10 matin, la tranche est couplée au réseau électrique

Visites décennales

- VD4 - 900 MW
- VD3 - 1300 MW
- VD2 - 1450 MW

Autres arrêts planifiés

- Arrêt pour simple rechargement
- Visite partielle ou autre
- Contrôles ou réparations en lien avec la CSC⁸
- Arrêt pour économie de combustible

Informations sur les arrêts données par l'exploitant sur la plateforme de transparence

- * Arrêt susceptible d'être allongé
- * Message supprimé depuis le 12/09

Plus spécifiquement, la disponibilité prévisionnelle du parc est désormais affinée pour les toutes prochaines semaines, avec notamment 25 à 30 GW fin octobre, et 26 à 33 GW mi-novembre.

6. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus d'une semaine sont représentés sur cette figure.

7. Certaines des centrales à l'arrêt pour contrôle CSC ne sont toutefois pas affectées par le phénomène.

8. Les VD en hachuré correspondent aux VD dont les durées d'arrêt ont été les plus affectées par les contrôles et réparations en lien avec la CSC.



Hydraulique

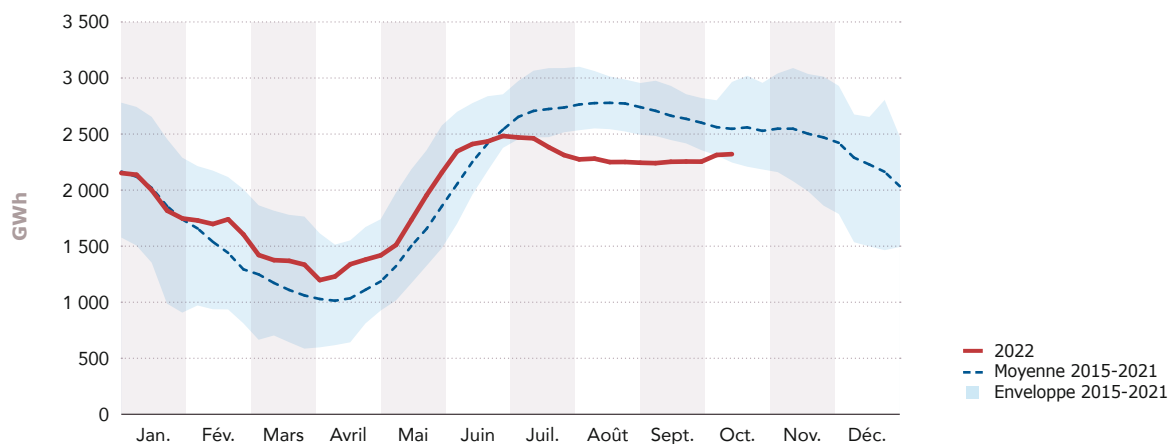
Alors que les stocks hydrauliques s'étaient établis à un niveau historiquement bas depuis l'été du fait d'une sécheresse historique, **leur gestion prudente depuis le milieu de l'été conduit mi-octobre à améliorer la situation en retrouvant des niveaux déjà connus (bien que toujours très inférieurs à la moyenne récente)**. L'état des stocks diffère toutefois selon les régions, qui ont été plus ou moins marquées par la sécheresse.

La reconstitution des stocks doit se poursuivre au cours des prochaines semaines, sous réserve d'apports pluviométriques corrects et

d'une faible sollicitation des barrages pour des questions d'équilibre offre-demande.

Malgré le niveau toujours bas des stocks, la plupart des barrages français devraient globalement être en mesure de produire cet hiver lors des pointes de consommation (mais moins en dehors) comme prévu dans l'analyse de mi-septembre. Si certaines installations pourraient être particulièrement contraintes par la pénurie d'eau, d'autres bénéficieront à l'inverse d'aménagements réglementaires ou de reports de maintenance qui permettront de maximiser la puissance disponible au cœur de l'hiver.

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





Gaz

La crise dans le secteur du gaz a une profonde influence sur le système électrique, la capacité installée de production à partir de gaz en Europe de l'Ouest étant aujourd'hui très importante (environ 220 GW). Ces répercussions sont de nature physique (inquiétudes sur la disponibilité du gaz) et économique (le prix du gaz entraîne à la hausse celui de l'électricité).

À court terme, la situation physique dans le secteur gazier ne constitue cependant pas de motif d'inquiétude.

Dans la continuité des derniers mois, les stocks de gaz ont en effet continué de se remplir en septembre à un rythme soutenu en France et en Europe. Le taux de remplissage en France atteint près de 98% le 14 octobre 2022.

Les analyses présentées par GRTgaz le 14 septembre⁹ montrent que la France peut être concernée par un déficit de gaz en cas d'hiver froid, mais que ce déficit pourrait *a priori* être résorbé par l'atteinte des objectifs de sobriété affichés par les pouvoirs publics. En revanche, les périodes de pics de consommation concentrées sur une ou plusieurs journées nécessitent une vigilance particulière, en particulier si elles surviennent en deuxième partie d'hiver.

Dans le reste de l'Europe, le niveau moyen de remplissage des stocks est également élevé,

bien que légèrement plus faible qu'en France (92% au 14 octobre 2022), et hétérogène selon les pays concernés. Plus spécifiquement, il est notamment de 95% en Allemagne, 93% en Italie, 92% en Espagne, et 100% en Grande-Bretagne.

Les principales incertitudes sur l'évolution de la disponibilité des centrales au gaz portent ainsi sur la disponibilité du gaz lui-même. Même avec des stockages remplis en début d'hiver, l'Europe doit importer en continu durant les mois d'hiver pour garantir son approvisionnement. Les sources d'import se diversifient de manière croissante de sorte à remplacer les importations depuis la Russie, ce qui implique une forte augmentation des livraisons de GNL et une redirection des flux au sein du continent européen. Les inquiétudes ne portent pas sur la première partie de l'hiver du fait du bon remplissage des stocks, mais sur la seconde partie (notamment février et mars). Le rapport de RTE du 14 septembre a montré que cette temporalité était plutôt favorable dans le souci d'une optimisation énergétique plus large (pour le système électrique, le début d'hiver est plus tendu que la fin, c'est le contraire pour le système pour le système gazier).

Les éléments publics à date ne semblent toutefois pas présenter de signaux correspondant à une restriction de ces centrales dans l'immédiat.

9. <https://www.grtgaz.com/medias/communiqués-de-presse/perspectives-système-gazier-hiver-2022>



Autres déterminants du système électrique

Le développement des énergies renouvelables constitue un facteur clé de renforcement de la sécurité d'alimentation en électricité (et ce malgré la variabilité de la production éolienne et solaire). Les analyses précédentes ont souligné que l'écart persistant entre les trajectoires publiques et le rythme réel de développement des installations renouvelables était un facteur de fragilisation du système.

Le gouvernement a présenté le 26 septembre 2022 un projet de loi visant à accélérer le développement des énergies renouvelables, favoriser l'indépendance énergétique et la lutte contre le changement climatique. Il intègre des « mesures d'urgence » notamment pour réduire les délais de développement des nouvelles installations d'énergies renouvelables, sécuriser le statut juridique de certaines installations ou leur bilan économique, élargir les zones éligibles à l'accueil de nouvelles installations ou encore pour améliorer leur acceptabilité et faciliter la participation du public. Ces mesures ne produiront pas d'effets sensibles avant 2023 au mieux et ne conduisent pas à revoir les perspectives sur la capacité de production hydraulique, éolienne ou solaire durant l'hiver.

S'agissant des effacements de consommation, le nouvel appel d'offres (AOE) organisé pour l'année 2023 a conduit à retenir un volume (2,7 GW) en hausse importante de 36% par rapport à l'année dernière. Le volume complet d'effacements disponibles en 2023 sera affiné à l'issue des résultats de l'appel d'offres interruptibilité en novembre (certains sites pouvant participer aux deux mécanismes, leur potentiel ne doit être comptabilisé à deux reprises).

Du point de vue des interconnexions, la capacité technique d'échange avec les pays voisins suit la trajectoire présentée par RTE le 14 septembre. Elle devrait légèrement progresser à la fin du mois (de 1 GW) grâce au retour d'avarie du deuxième bipôle de la liaison IFA 1 avec la Grande-Bretagne (mise hors service à l'automne 2021 suite à un incendie dans un poste d'alimentation en Angleterre).

Enfin, la situation évolue également dans les pays voisins. En Allemagne, le gouvernement a annoncé le maintien en activité ses trois dernières centrales nucléaires au cours du premier trimestre 2023 ainsi que le retour sur le marché de plusieurs centrales au lignite. Ces mesures doivent contribuer à l'équilibre des flux à l'échelle européenne.

Diagnostic réactualisé

Analyses sur la sécurité d'approvisionnement

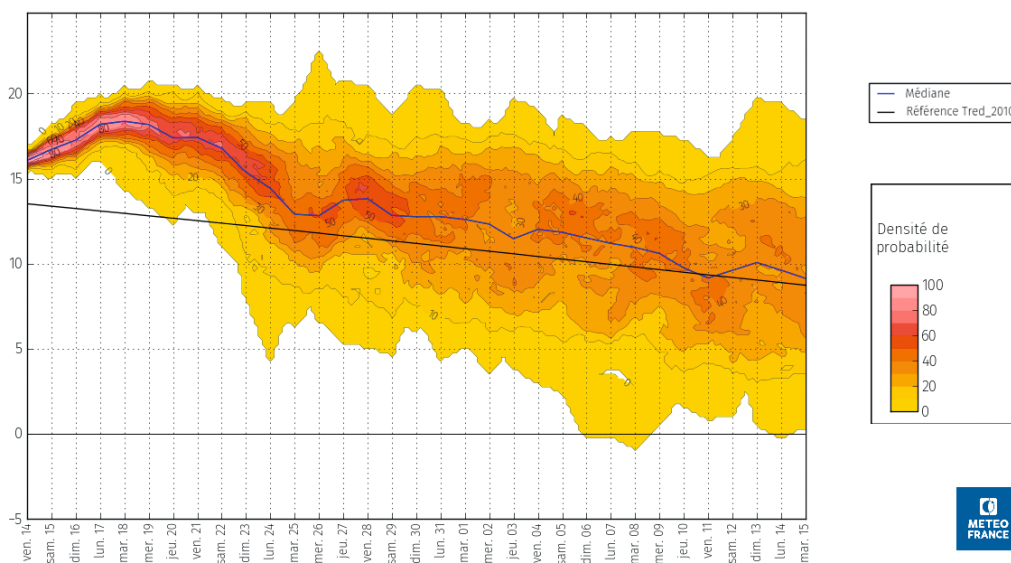
Pour la période s'étalant jusqu'à la prochaine réactualisation du diagnostic prévue mi-novembre, les éléments décrits dans cette note conduisent à se positionner dans le scénario intermédiaire décrit par RTE dans son analyse préliminaire de septembre. Le message de vigilance est donc maintenu.

Cette analyse statistique peut être complétée par une analyse plus déterministe en fonction des dernières prévisions météorologiques (datant du 13 octobre). Celles-ci conduisent à considérer peu probable la survenue d'épisodes météorologiques très froids : les prochains jours apparaissent même *a priori* significativement

au-dessus des normales saisonnières et des températures légèrement supérieures aux normales de saison devraient se maintenir pour les semaines à venir. Même si celles-ci sont surtout fiables à des échéances d'une à deux semaines, les niveaux induits de consommation devraient rester modérés jusqu'à début novembre.

Ainsi, les risques sur la sécurité d'alimentation restent proches de ceux identifiés lors du diagnostic de septembre, soit très faibles sur la fin du mois d'octobre (avec une grande confiance dans les prévisions météorologiques), mais augmentent à compter de début novembre (avec une confiance plus limitée dans les prévisions météorologiques et dans la disponibilité du parc de production).

Figure 5 Prévisions de température moyenne France du 14 octobre au 15 novembre 2022
(source : Météo-France)



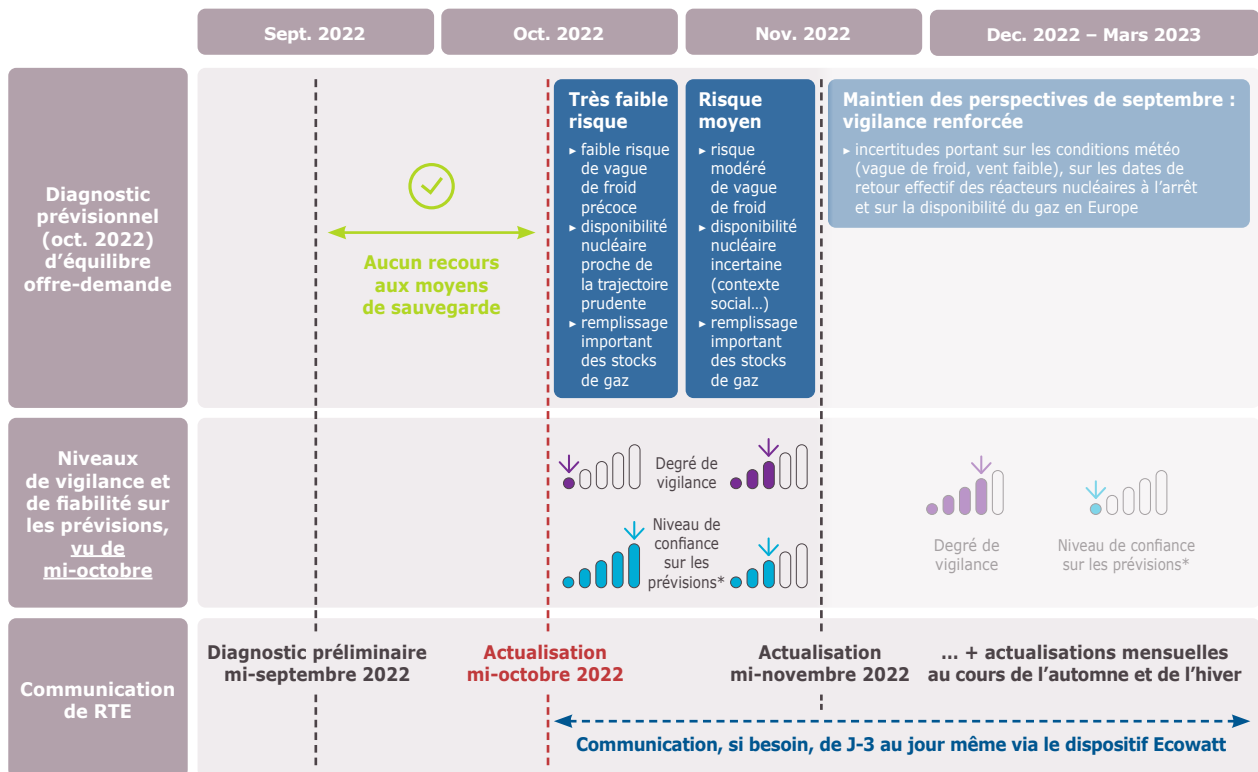
Le recours au dispositif Ecowatt (et en particulier au signal d'alerte rouge) apparaît donc peu probable pour la fin du mois d'octobre. À compter de début novembre, le risque est plus élevé et dépend largement de la situation météorologique ainsi que de l'effet des mouvements sociaux en cours sur la production nucléaire à cette période.

Pour le cœur de l'hiver, les éléments disponibles à date sur le parc de production ainsi que l'absence de signaux météorologiques marqués au-delà de trente jours ne conduisent pas à revoir les perspectives envisagées dans l'analyse de septembre,

à savoir une vigilance renforcée pour la période, sous réserve que l'effet des mouvements sociaux en cours ne conduise pas à de nouveaux décalages au-delà de ceux déjà annoncés.

Outre l'effet des mouvements sociaux, les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande dépendront dans les faits des fortes incertitudes sur les conditions météorologiques, sur la disponibilité du parc nucléaire en France et du gaz en Europe. L'évolution de la situation fera l'objet d'analyses progressives au cours de l'hiver au travers des prochaines réactualisations mensuelles du diagnostic.

Figure 6 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 mi-octobre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire en France et du gaz en Europe.

Analyses sur les prix de marchés

Comme détaillée dans la publication de septembre, l'analyse des fondamentaux permet de décrire le comportement du marché spot d'électricité mais ne permet pas d'expliquer les prix observés sur les marchés à terme. **RTE considère toujours que les prix à terme pour le quatrième trimestre 2022 et le premier trimestre 2023 en France intègrent une prime de risque excessive par rapport aux risques d'utilisation des moyens de sauvegarde ou de délestage.**

Le prix spot du gaz demeure le facteur structurant d'évolution des prix de l'électricité sur le marché spot journalier. En effet, ce sont les centrales au gaz, appelées en dernier dans l'ordre de préséance économique pour approvisionner la demande d'électricité, qui déterminent les prix spot de l'électricité. Ces derniers ont suivi l'évolution du prix spot du gaz¹⁰, à la hausse au cours de l'été (avec un pic fin août) pour ensuite redescendre en septembre et début octobre. L'analyse permet également d'identifier que les prix spot de l'électricité peuvent occasionnellement sortir de la fourchette de coûts variables des centrales thermiques localisées en France. Ces situations interviennent quand ce sont des centrales thermiques moins performantes, situées dans les pays voisins, qui sont marginales et/ou par la consommation de stocks stratégiques pour l'hiver (hydraulique, uranium, fioul, voire gaz).

En revanche, l'analyse des fondamentaux, réactualisée depuis mi-septembre, ne permet toujours pas d'expliquer les prix observés en France sur les marchés à terme pour livraison au dernier trimestre 2022 et au premier trimestre 2023. En effet, ces derniers sont restés relativement stables au mois de septembre (autour de 970 €/MWh et 980 €/MWh

respectivement) malgré une baisse des prix du gaz à terme (baisse d'environ 30 €/MWh_{PCS} sur le PEG entre août et septembre pour livraison au premier trimestre 2023)¹¹. Cela conduit à penser que les primes de risque consenties par les acteurs ou les durées de pénuries d'électricité anticipées par les marchés à ces échéances ont même augmenté par rapport à celles estimées en septembre.

Pour rappel, l'écart observé entre les prix atteints sur les marchés à terme et le coût variable des centrales thermiques pourrait être expliqué par une anticipation des acteurs de marché des manques d'offre d'électricité sur plusieurs centaines d'heures dans l'hiver. **Cette anticipation est largement supérieure à celle de RTE, même dans le cas d'aléas particulièrement défavorables et de moins en moins probables** (e.g. pénurie de gaz en Europe combinée à une disponibilité du nucléaire très basse et à des épisodes météorologiques défavorables sur l'ensemble de l'hiver). Cette mise à jour de diagnostic confirme que l'écart se creuse : l'analyse des fondamentaux suggère toujours des prix bien inférieurs aux cotations actuelles des prix à terme. À titre d'illustration l'écart s'élève à plusieurs centaines d'€/MWh pour le premier trimestre 2023 (sur le produit *baseload*).

Les niveaux actuels des prix à terme sur le marché de gros de l'électricité génèrent des fortes tensions sur le marché de détail, sur les finances publiques et sur l'économie en général. Pour pallier ces effets, des mesures d'urgence ont été adoptées au niveau européen et dans les différents pays, avec notamment le plafonnement des revenus de certains producteurs d'électricité et l'utilisation des revenus captés pour alléger la facture des consommateurs d'électricité. Alors que la déclinaison des mesures adoptées est en cours de discussion

10. La récente baisse du prix spot du gaz s'explique notamment par le remplissage conséquent des stocks en France et en Europe.

11. En guise de comparaison, les produits Q1 2023 allemands ont diminué d'environ 120 €/MWh ces dernières semaines, suivant ainsi la tendance à la baisse des prix du gaz.

au périmètre français, d'autres mesures complémentaires sont toujours débattues en Europe, en particulier s'agissant de la mise en place d'un plafonnement du prix du gaz, général ou uniquement pour la production d'électricité à l'échelle européenne, selon une

approche similaire à ce qui a déjà été mis en place dans la péninsule ibérique. **Ce type de mesure serait de nature à réduire largement les prix spot de l'électricité, et donc également les prix à terme.**