RÉACTUALISATION DES PERSPECTIVES POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

POUR L'HIVER 2022-2023
(FÉVRIER 2023)

SYNTHÈSE

RTE a publié le 14 septembre 2022[1] une première analyse des perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023, suivie de quatre actualisations mensuelles, la dernière en date au 18 janvier 2023[2].

En effet, dans un contexte en forte évolution, RTE a mis en place un dispositif dynamique et renforcé d'information sur la sécurité d'approvisionnement qui permet ainsi de formuler un diagnostic 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 l'analyse de l'hiver 2022-2023 et la précise pour les quatre prochaines semaines.

L'actualisation de mi-février pour la fin de l'hiver confirme le diagnostic des derniers mois : le risque portant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est désormais en grande partie écarté, bien qu'un recours au dispositif Ecowatt ne puisse être exclu en cas d'événement climatique de grande envergure (vague de froid tardive et intense), qui apparaît toutefois peu probable vu d'aujourd'hui.

Jusqu'à présent, le système électrique français a fait preuve de résilience, malgré les tensions européennes sur l'approvisionnement en gaz, un niveau historiquement bas de disponibilité du parc nucléaire ainsi qu'une production hydraulique en net recul. La sécurité d'approvisionnement a été garantie grâce à une consommation nationale en baisse sensible depuis l'automne et aux échanges d'électricité avec les pays voisins.

Au cours des quatre dernières semaines, la baisse de la consommation d'électricité nationale « à températures normales », corrigée des effets de la température, atteint environ 9 % par rapport à 2014-2019. Ce niveau se maintient depuis désormais plus de quatre mois, traduisant une mobilisation nationale en faveur des économies d'énergie qui ne s'essouffle pas

1. https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-09/Analyse%20passage%20hiver%202022-2023.pdf
2. https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-01/Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-janvier.pdf

bien qu'il demeure difficile de distinguer dans ce mouvement les parts respectives de contrainte économique et de sobriété choisie. Cette baisse de la consommation concerne tous les secteurs (industrie, tertiaire, particuliers).

La disponibilité du parc nucléaire évolue conformément aux anticipations des derniers mois. Elle a atteint 45 GW au cours du mois de février (les trois quarts de la puissance maximale du parc) et a commencé à diminuer depuis du fait du démarrage du cycle de maintenances programmées de 2023. Ainsi, malgré quelques retards sur certains chantiers, pour lesquels RTE avait pris des marges de prudence dans les analyses prévisionnelles, de nombreux réacteurs ont pu redémarrer au cours de la période hivernale. La disponibilité du parc nucléaire au cours du printemps reste soumise à plusieurs incertitudes (avancement du programme de réparations des tuyauteries présentant des défauts de corrosion, climat social) mais devrait évoluer dans des niveaux légèrement supérieurs à ceux de l'année dernière.

Malgré la sécheresse de l'année 2022, les stocks hydrauliques ont à présent retrouvé des niveaux proches de la moyenne. Sur le plan du gaz, la baisse de la demande et les conditions météorologiques de l'hiver 2022-2023 conduisent, partout en Europe, à un excellent niveau de remplissage des stockages. Il n'existe donc plus d'inquiétude à court terme sur ces deux paramètres, bien que la sécheresse en cours depuis début 2023 appelle à une gestion prudente du stock hydraulique au cours des prochaines semaines afin de conserver un potentiel de flexibilité suffisant pour les prochains mois.

Compte tenu de l'évolution des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande, RTE abaisse le risque pour la fin de l'hiver de « moyen » à « faible ».

L'amélioration de la situation se traduit sur le plan économique, les prix de l'électricité et du gaz ayant largement reflué ces derniers mois.

L'éloignement du risque pour cet hiver ne signifie pas pour autant la fin de la crise énergétique. En effet, d'une part, la tension observée sur le marché de l'électricité à l'automne 2022 a eu des répercussions économiques importantes, pour les finances publiques et les consommateurs, dont les effets persisteront dans les mois à venir. D'autre part, les perspectives pour les années à venir ne laissent pas présager d'un retour rapide à la situation d'avant crise, que ce soit pour la production du parc nucléaire ou pour le prix du gaz. Dans ce contexte, la poursuite des efforts engagés pour les économies d'énergie et de décarbonation des secteurs utilisant des énergies fossiles constitue un levier puissant pour augmenter la résilience de l'économie française à la crise.

RTE poursuit ses analyses des perspectives d'évolution du système électrique sur les prochains hivers ainsi que pour la prochaine décennie. Ces études, qui seront l'objet du prochain Bilan prévisionnel, viseront notamment à alimenter les réflexions en cours sur la réforme structurelle du marché de l'électricité et sur la révision de la programmation énergie-climat. Une consultation publique sur le cadrage et les hypothèses de cet exercice sera ouverte dans les prochains jours.

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

Consommation

Après avoir été relativement stable au cours du 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 connait une baisse notable depuis la fin de l'été. En effet, lors du dernier trimestre de l'année 2022, la consommation (corrigée des aléas climatiques) s'est trouvée nettement inférieure aux années précédentes, de l'ordre de -9 % par rapport à la période 2014-2019 (référence antérieure à la crise sanitaire).

Sur l'ensemble de l'année 2022, la consommation métropolitaine (corrigée des aléas climatiques) a été de 459,3 TWh, en recul de -1,7 % par rapport à l'année précédente, soit un niveau inférieur à celui observé en 2020 (marquée par la crise sanitaire) et, *a fortiori*, à celui des quinze dernières années.

La diminution de la consommation d'électricité corrigée des aléas météorologiques s'est poursuivie depuis le début de l'année 2023 et atteint de l'ordre de -9 % en moyenne au cours des quatre dernières semaines, par rapport à la période 2014-2019.

Depuis la mi-octobre, RTE publie un indicateur hebdomadaire sur la consommation française, corrigée des variations climatiques, permettant un suivi de l'évolution de la consommation structurelle d'électricité en France[3]. Ce suivi a permis d'identifier d'une part que la consommation (corrigée des aléas climatiques) est orientée à la baisse depuis le mois de septembre et que cette baisse se stabilise depuis octobre autour de -8 à -9 % par rapport à la période avant crise sanitaire (de 2014 à 2019).

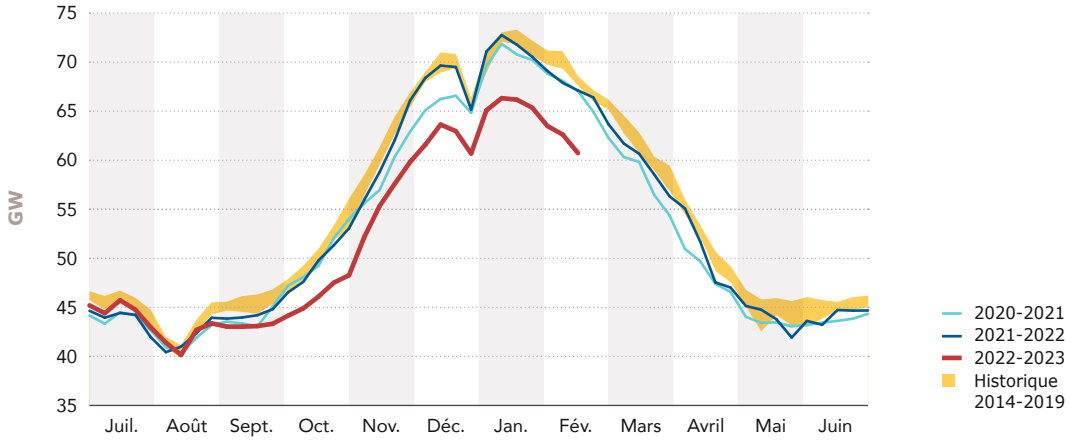
En structure, la baisse de la consommation concerne tous les secteurs : industriel, tertiaire et résidentiel.

Elle a d'abord été identifiée – dès l'automne – dans le secteur industriel, plus exposé aux variations des prix en l'absence de protection tarifaire. Ainsi, par rapport à l'année précédente, la baisse de consommation dans l'industrie a représenté de l'ordre de 10 %, au cours des quatre dernières semaines. Les secteurs industriels les plus intensifs en énergie, comme la chimie, la métallurgie et la sidérurgie, sont les plus touchés (de l'ordre -20 % sur les quatre derniers mois de l'année 2022), suivant en cela une tendance européenne. Ils expliquent une large partie de la baisse de la consommation dans le secteur industriel, concentrée sur certains sites. L'évolution de la demande industrielle dans les prochaines semaines et mois est difficile à prévoir précisément notamment du fait des conditions économiques hétérogènes de fourniture pour de nombreuses entreprises.

La diminution de consommation s'est ensuite élargie à tous les secteurs,

3. https://www.rte-france.com/synthese-hebdomadaire-consommation-electrique-francaise

Figure 1 Puissance appelée en moyenne hebdomadaire[4], retraitée des conditions météorologiques



notamment résidentiels (majoritaire en volume) et au tertiaire.

S'il demeure difficile de distinguer dans ce mouvement les parts respectives de sobriété choisie et de contrainte économique (notamment compte tenu de la pression inflationniste des derniers mois qui pèse sur le budget global des ménages), la mobilisation nationale réussie en faveur des économies d'énergie joue un rôle important. Ainsi, les particuliers ont largement diminué leur consommation dans un contexte d'inflation mais de limitation des hausses du prix de l'électricité par la mise en place du bouclier tarifaire.

Ces chiffres confirment la tendance observée depuis plusieurs mois et l'effet réel des actions de d'économies d'énergie engagées par les particuliers et les entreprises.

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 le facteur clé de la sécurité d'alimentation en France. La tenue du planning de remise en service des réacteurs actuellement à l'arrêt (dans le cadre des maintenances programmées ou du programme spécifique à la surveillance et à la réparation du défaut de corrosion sous contrainte – CSC) est donc cruciale.

RTE publie 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.

Au cours de l'année 2022, la disponibilité du parc nucléaire a été systématiquement inférieure à l'historique des dernières années (54 % sur l'année contre 73 % en moyenne sur la période d'avant crise 2014 - 2019), conduisant à un niveau de production de 279 TWh, en fort recul (-30 % par rapport à la moyenne de ces vingt dernières années) et au plus bas depuis 1988. Cette situation s'explique par une concentration importante des arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôles liés au phénomène de corrosion sous contrainte. Ces arrêts se sont ajoutés à ceux initialement prévus dans le cadre des opérations du Grand carénage, densifiés du fait des décalages induits par la crise sanitaire.

Depuis mi-janvier 2023, la disponibilité du parc nucléaire a évolué dans l'enveloppe prévue lors des précédentes publications. Elle a progressivement augmenté, passant d'environ 42 GW au milieu du mois de janvier à un peu plus de 45 GW début février (le maximum de disponibilité pour l'hiver 2022-2023). Elle a légèrement diminué depuis avec le début du cycle de maintenance de l'année 2023. Bien que toujours nettement en-deçà des références historiques, de l'ordre de 5 à 10 GW par rapport aux minima observés à cette période de l'année au cours de la décennie 2010-2019, la disponibilité du parc nucléaire a ainsi retrouvé des valeurs proches de celles des deux années précédentes.

Au cours des dernières semaines, les modifications successives du planning des arrêts nucléaires ont fourni des signaux disparates quant à l'avancement et la bonne conclusion des chantiers liés à la CSC. D'un côté, le redémarrage du réacteur 1 de la centrale de Civaux (l'un des quatre réacteurs du palier N4) après 17 mois d'arrêt marque le début de la remise en service des premiers réacteurs concernés par des travaux de réparation significatifs de remplacement des tuyauteries affectées par la CSC : ce redémarrage devrait être suivi, au cours des prochaines semaines, par plusieurs autres (Chooz 2, Civaux 2). Dans le même temps, plusieurs réacteurs ont vu leur date de remise en service décalée, parfois pour des durées de plusieurs semaines ou mois (Chooz 1, Penly, Flamanville 1), pour des investigations ou travaux supplémentaires. Ceci invite à maintenir le principe de prudence, adopté par RTE depuis le mois de septembre, sur les dates effectives de remise en service des réacteurs arrêtés depuis le début de l'hiver.

Afin d'intégrer ces évolutions récentes et donner de la visibilité aux acteurs du système électrique, RTE publie une prévision de disponibilité du parc nucléaire jusqu'à juin prochain.

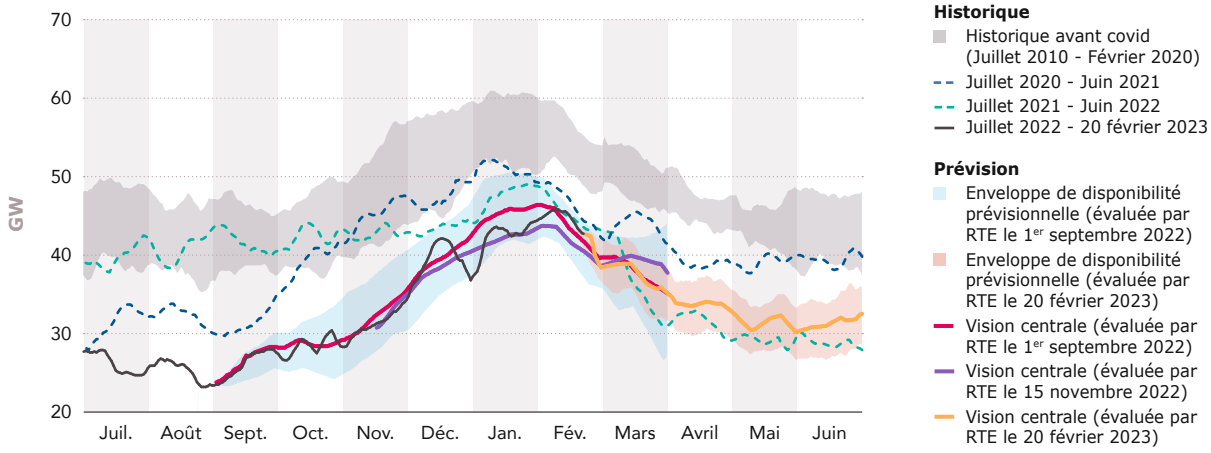
D'ici à la fin de l'hiver, cette nouvelle prévision confirme l'anticipation centrale de RTE de septembre dernier. La disponibilité du parc devrait être comprise entre 35 et 40 GW au cours de l'essentiel du mois de mars, les

scénarios prévoyant une disponibilité plus faible du nucléaire étant désormais écartés.

La trajectoire centrale de RTE conduit à envisager une disponibilité de l'ordre de 35 GW durant la majeure partie du mois d'avril. Ensuite, aux mois de mai et juin, la disponibilité devrait diminuer pour s'établir entre 30 et 35 GW. Cela signifie qu'elle restera largement inférieure à l'historique d'avant crise sanitaire (de l'ordre de 5 à 10 GW) mais cela constitue néanmoins une amélioration (à partir de mi-mars) par rapport à la disponibilité constatée l'année dernière (moins de 30 GW, soit la moitié des réacteurs à l'arrêt). Seuls des scénarios défavorables, dans lesquels les mises à l'arrêt ne seraient pas compensées par le retour de certaines tranches affectées par la CSC, conduiraient à une disponibilité aussi basse que celle de l'année dernière.

La disponibilité du parc nucléaire au cours du printemps reste donc soumise à plusieurs incertitudes (avancement du programme de réparations des tuyauteries présentant des défauts de corrosion, climat social) mais devrait évoluer dans des niveaux légèrement supérieurs à ceux de l'année précédente.

Figure 2 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire jusqu'à l'été 2023, au 20 février 2023[5]



5. La disponibilité du parc nucléaire affichée ici est différente de la production nucléaire (disponible par exemple sur l'application 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. Par ailleurs, ces disponibilités sont à présent lissées sur sept jours.

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 dans les prochains jours étant moins incertains que ceux pour la suite de l'année).

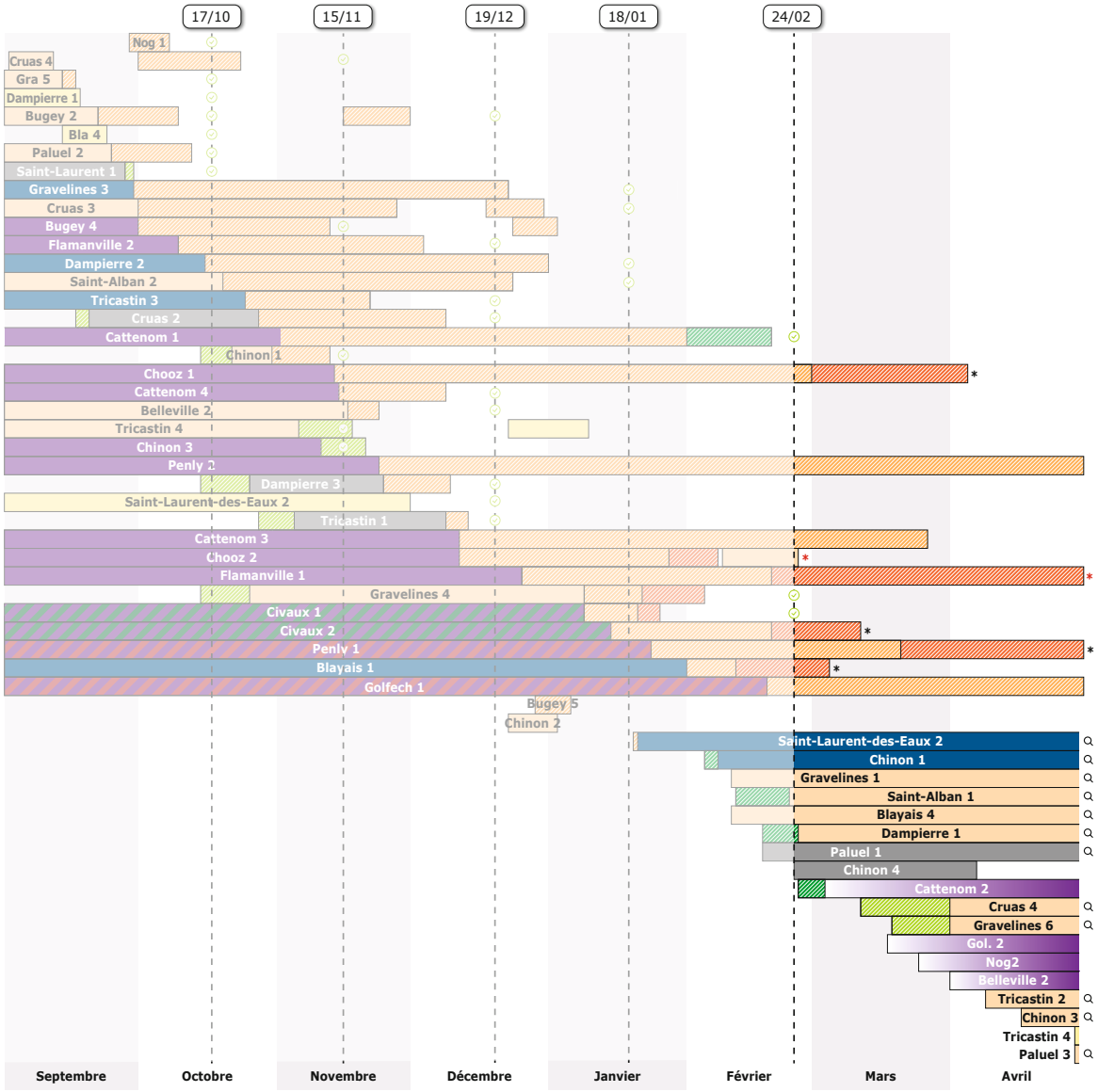
Entre la réactualisation du 18 janvier et celle du 24 février, sur les sept remises en service de réacteurs initialement déclarés sur la plateforme Transparence pour cette période, trois se sont effectivement matérialisés : deux réacteurs ayant fait l'objet de contrôles et travaux relatifs à la CSC, et un autre à la suite d'un arrêt pour visite partielle.

S'agissant des chantiers liés à la CSC, au-delà du réacteur 1 de la centrale de Civaux, le réacteur Chooz 2, également du palier N4, s'est reconnecté au réseau début février avant de s'arrêter à nouveau en raison d'un aléa fortuit[6]. **D'autres chantiers liés à la CSC ont subi de nouvelles prolongations notables, par exemple de plus de trois mois dans le cas de Flamanville 1, démontrant la difficulté à circonscrire définitivement le périmètre des réparations à mener.**

Dans le même temps, sur les sept mises à l'arrêt envisagés jusqu'au 24 février, cinq ont eu lieu dont deux dans le cadre du démarrage d'une quatrième visite décennale. Parmi les départs envisagés, certains ont été décalés de quelques jours, en raison des mouvements sociaux ou bien dans une logique d'optimisation du planning d'arrêt en vue de disposer d'une meilleure disponibilité pour les dernières semaines de l'hiver.

6. https://www.edf.fr/la-centrale-nucleaire-de-chooz/les-actualites-de-la-centrale-nucleaire-de-chooz/point-dactualite-du-reacteur-2-de-la-centrale-de-chooz

Figure 3 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2022-2023[7]
(source : plateforme de transparence européenne, au 20 février 2023, 17h00)



Actualisations précédentes

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

Autres arrêts planifiés
- Arrêt pour simple rechargement
- Arrêt pour économie de combustible
- Visite partielle ou autre
- Contrôles ou réparations en lien avec la CSC

Évolution de la durée par rapport au 12/09
à la hausse à la baisse

Informations sur les arrêts en cours données par l'exploitant sur la plateforme de transparence
* Arrêt susceptible d'être allongé

Actualisation de février et perspectives 2023

Évolution de la durée d'indisponibilité par rapport au 18/01
à la hausse à la baisse

* Message ajouté depuis le 18/01
Au 24/02 à 10h, la tranche est couplée au réseau électrique

Réparations CSC prévues en 2023
Contrôles CSC prévus en 2023

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

Hydraulique

L'hydraulique est une composante majeure de la production d'électricité puisqu'il s'agit de la seconde source d'électricité en France.

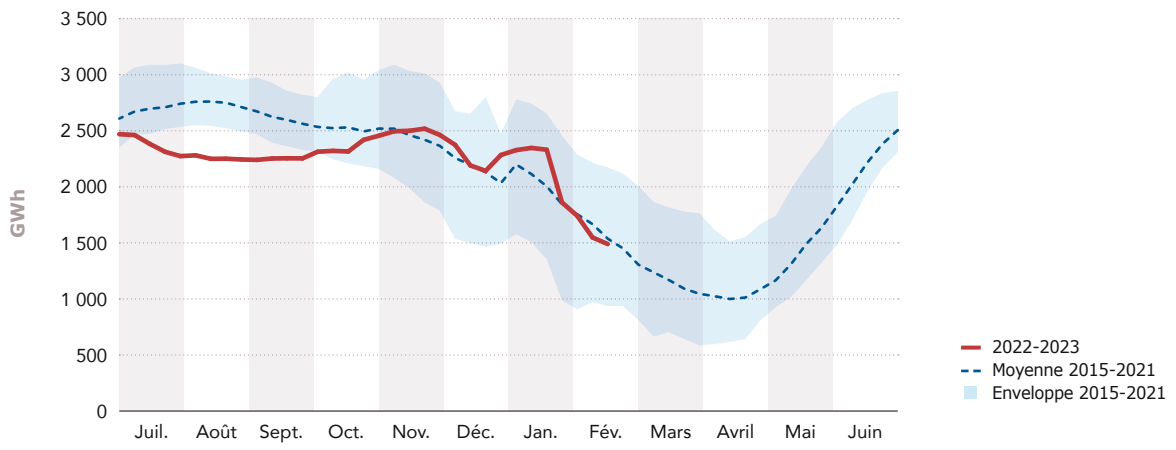
L'année 2022 a été marquée par une sécheresse exceptionnelle, le niveau des précipitations se situant globalement 25 % en dessous des normales. Pour le système électrique, cela s'est traduit par une forte baisse de la production hydraulique (légèrement inférieure à 50 TWh, soit plus de 10 TWh sous la moyenne des cinq dernières années) et des niveaux de stocks hydrauliques nettement en-deçà des valeurs historiques à l'été et au début de l'automne.

Ce constat a conduit les exploitants à adopter une gestion prudente en vue de préserver le potentiel de production pour la période hivernale. Avec le retour de la pluie au mois de septembre puis la faible consommation d'électricité en début d'hiver, le niveau de stock s'est normalisé à la fin de l'année 2022. Il s'est même situé à un niveau supérieur à la moyenne historique au début de l'année 2023 sous l'effet des températures anormalement douces pour la saison qui a détendu l'équilibre offre-demande en électricité et donc réduit leur sollicitation.

Lors des dernières semaines, les températures légèrement inférieures aux normales de saison ont conduit à fortement solliciter le stock hydraulique (-30 % sur les quatre dernières semaines). Dans le même temps, l'absence de précipitations depuis le début de l'année, tend à limiter la production hydraulique fatale et les possibilités de reconstitution des stocks.

Le niveau de stock hydraulique, proche des niveaux historiques, assure une disponibilité du parc hydraulique à pleine puissance en cas de vague de froid tardive. La sécheresse en cours appelle à une gestion prudente au cours des prochaines semaines afin de conserver un potentiel de flexibilité suffisant pour les prochains mois.

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



Gaz

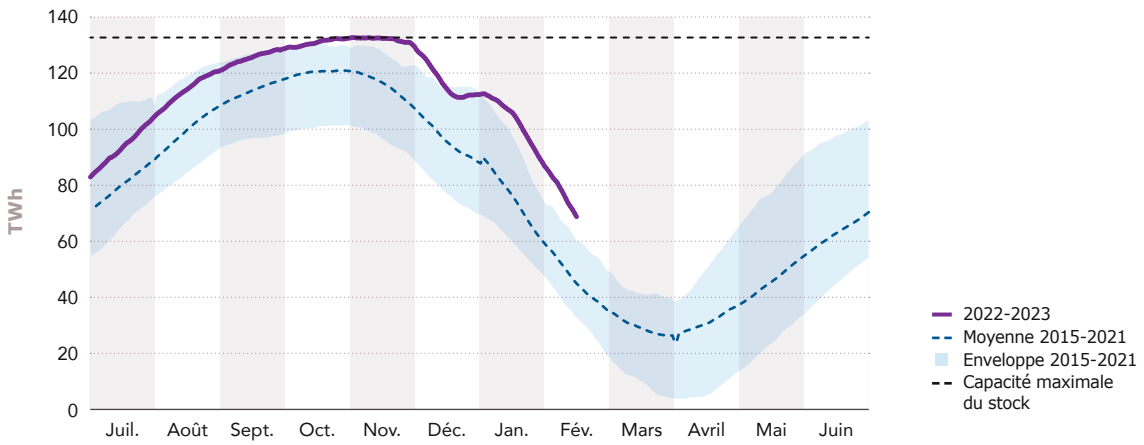
La crise dans le secteur du gaz a une profonde influence sur le système électrique, la capacité installée de production à partir de gaz en Europe de l'Ouest étant aujourd'hui très importante (environ 220 GW). Ces répercussions sont de nature physique (inquiétudes sur la disponibilité du gaz) et économique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

En 2022, la production d'électricité à partir de gaz a connu un niveau record en France (44 TWh) alors même que le coût de fonctionnement de ces centrales était très élevé compte tenu de l'envolée du prix du gaz (~100 €/MWh sur l'année). Cette situation paradoxale s'explique au premier ordre par une sollicitation atypique des centrales à gaz au cours du printemps et de l'été compte tenu de la très faible production du nucléaire et de l'hydraulique à cette période. En revanche, durant les périodes les plus froides, la consommation de gaz pour la production d'électricité s'est située à des niveaux conformes à l'historique en raison d'un hiver doux, de la diminution structurelle de la consommation d'électricité et d'une amélioration de la disponibilité du nucléaire.

Les autres usages du gaz sont quant à eux marqués par une forte baisse de la consommation de plus de 16 % entre août et le février (par rapport à 2018-19 sur la même période et après correction des effets météorologiques)[8]. De telles baisses de consommation concernent tous les secteurs, de façon différenciée, et s'observent également à l'échelle européenne.

Après un remplissage record des stockages de gaz en France et en Europe fin octobre/début novembre, la campagne de soutirage s'est poursuivie au cours des dernières semaines,

Figure 5 Évolution du stock de gaz en France



8. https://www.grtgaz.com/nos-actions/continuite-dapprovisionnement/consommation-gaz-france

les niveaux de stock français et européen évoluant d'environ 80 % de remplissage à respectivement de l'ordre de 50 % et 65 % au cours des quatre dernières semaines. Le rythme de soutirage deux fois plus élevé en France qu'à l'étranger s'explique principalement par les contraintes techniques des stockages de type aquifère, largement répandu en France, qui nécessitent une « respiration » pour conserver leurs performances pour les hivers à venir[9].

Malgré cette contrainte, le stock français affiche un niveau de remplissage supérieur à l'historique, de près de 20 % à la moyenne des cinq dernières années.

Compte tenu de ces niveaux de remplissage et de l'approvisionnement en gaz du continent, il n'existe plus d'inquiétude sur le plan du fonctionnement des centrales au gaz pour la fin de l'hiver. En revanche, les imports gaziers et le niveau de consommation de gaz des prochains mois conditionneront le bon remplissage des stockages de gaz au cours du printemps, qui reste sous vigilance en perspective de l'hiver prochain.

9. https://www.grtgaz.com/medias/actualites/perspectives-systeme-gazier-hiver-janvier-2023

Diagnostic réactualisé

Analyses sur la sécurité d'approvisionnement

L'équilibre offre-demande a été assuré sans tension particulière au cours des dernières semaines. Cette situation est la résultante de facteurs conjoncturels et structurels favorables.

D'une part, les températures des dernières semaines ne se sont pas éloignées notablement des normales de saison depuis plusieurs semaines. La France n'a ainsi pas été touchée par une vague de froid significative au cours de cette période et la pointe de consommation d'électricité n'a pas dépassé 85 GW sur les quatre dernières semaines. En outre, le facteur de charge de l'éolien s'est situé à un niveau proche des moyennes historiques et les échanges d'électricité entre la France et ses voisins ont correctement fonctionné.

D'autre part, les améliorations structurelles de la situation de l'équilibre offre-demande en France entrevues ces dernières semaines se sont confirmées. Du côté de la consommation, les efforts d'économie d'énergie se sont maintenus à un niveau élevé (environ -9 % de consommation sur les quatre dernières semaines par rapport à la moyenne d'avant crise 2014-2019) tandis que du côté de la production, la disponibilité du parc nucléaire a atteint son niveau le plus élevé de l'hiver, légèrement au-delà de 45 GW.

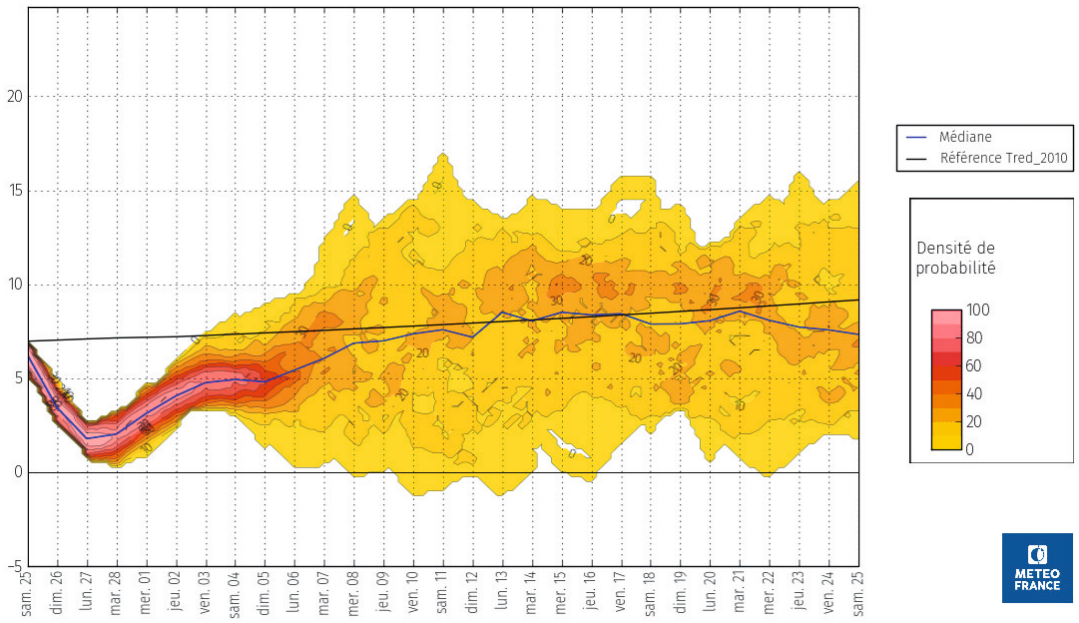
Ces évolutions favorables, combinés à la sortie progressive de l'hiver, conduisent à réduire le risque par rapport au diagnostic de janvier, en le situant à un niveau « faible » pour le prochain mois. Cela signifie que la probabilité d'activation du signal « Ecowatt rouge » est très limitée même si elle ne peut pas être exclue en cas de froid intense et d'aléas majeurs sur la production. La grande partie des risques portant sur la sécurité d'approvisionnement d'électricité pour cet hiver est donc à présent écartée.

Jusqu'à mi-mars

Vu de septembre, la période entre mi-février et mi-mars concentrait moins de risques que les semaines et mois précédents, compte tenu de la remontée des températures saisonnières. Cette projection s'est par ailleurs encore améliorée depuis, avec la forte baisse de la consommation d'électricité observée depuis plusieurs mois et dans un contexte où la trajectoire de disponibilité du parc nucléaire est conforme à l'anticipation centrale du début de l'hiver.

L'analyse statistique peut être complétée par une analyse déterministe sur la base des dernières prévisions météorologiques (datant du 24 février). Les températures se situent actuellement légèrement au-dessus des normales de saison et devraient dans les prochains jours diminuer jusqu'à atteindre plusieurs degrés en-dessous des normales. Ensuite, pour la première quinzaine de mars, les prévisions météorologiques présagent d'un retour à des températures proches des normales de saison. Ces prévisions sur la fin de la période hivernale ne laissent donc pas entrevoir à date de vague de froid suffisamment intense pour engendrer un risque de déséquilibre entre offre et demande d'électricité en Franc. Bien que le risque sur la sécurité d'approvisionnement en électricité ne puisse être exclu, il apparait désormais très improbable, selon les prévisions vues du 24 février. **En conséquence, RTE retient un niveau de risque faible pour les quatre semaines à venir.**

Figure 6 Prévisions de température moyenne France du 25 février 2023 au 25 mars 2023 *(source : Météo-France)*, en date du 24 février 2023

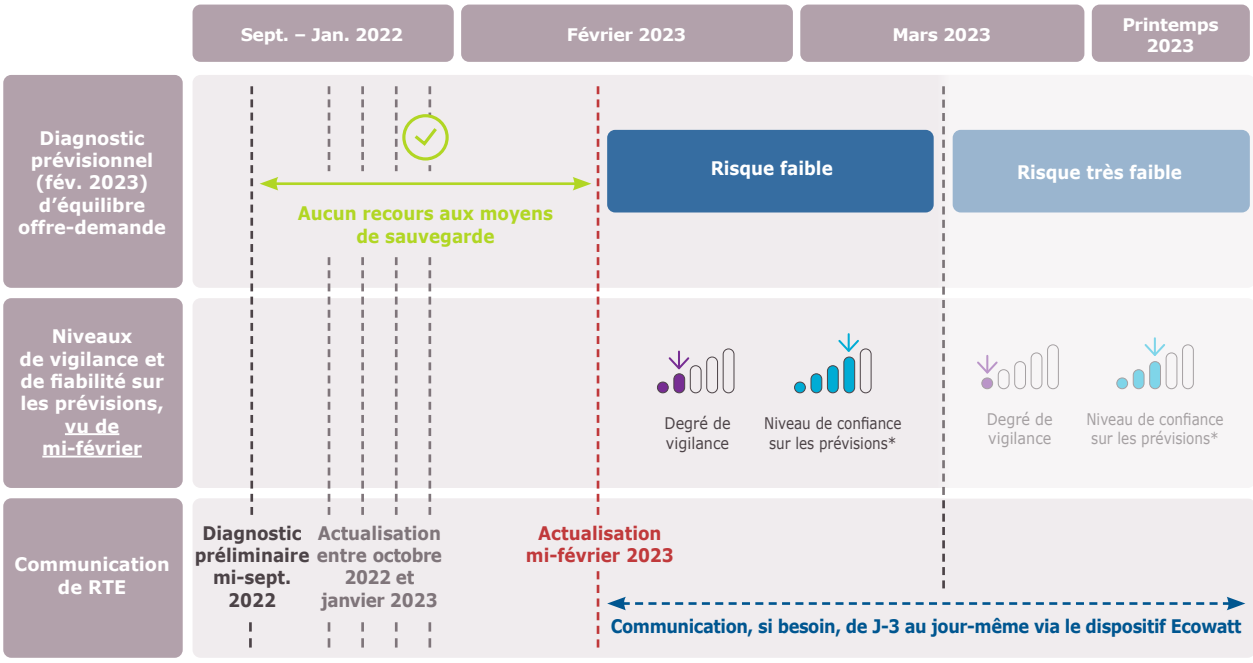


Pour la fin de l'hiver 2022-2023 et le début du printemps

La fin de l'hiver, à partir de mi-mars, concentre en théorie moins de risque même si les facteurs d'incertitude restent multiples. Outre les conditions météorologiques, la situation dépendra de l'évolution de la disponibilité des réacteurs nucléaires et du niveau effectif de consommation. En effet, la tenue d'une disponibilité du parc nucléaire à un niveau conforme aux anticipations et le maintien des efforts d'économies d'énergie au niveau constaté ces dernières semaines conduisent à une forte réduction du risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement. Même dans des conditions météorologiques très particulières (par exemple, vague de froid très tardive, courte et intense comme rencontrée le 4 avril 2022), l'équilibre entre l'offre et la demande devrait être maintenu, sur le fondement des informations connues à date.

Compte tenu de ces perspectives rassurantes pour la sécurité d'approvisionnement en électricité des prochaines semaines et mois, cette note constitue la dernière actualisation portant sur le passage de l'hiver 2022-2023.

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 mi-février. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire en France et le niveau de consommation d'électricité.

Conclusion du passage de l'hiver 2022-2023 et suites des travaux de RTE

L'hiver en cours 2022-2023

La présente analyse de la situation de sécurité d'approvisionnement pour la fin de l'hiver 2022-2023 constitue le dernier bulletin mensuel de suivi de la situation au titre du dispositif mis en place en septembre 2022. Alors qu'en début d'hiver, de fortes inquiétudes existaient sur la capacité du système énergétique français et européen, celui-ci a fait preuve de résilience : il n'y a pas eu de rupture d'alimentation.

Au cours de cet hiver, le système électrique a été affecté par des transformations rapides, la plus notable étant la mobilisation nationale en faveur des économies d'énergie, qui a joué un rôle essentiel pour garantir la sécurité d'approvisionnement. En effet, l'ampleur des baisses de consommation observées au cours de l'hiver dépasse les anticipations du mois de septembre.

RTE travaille actuellement à des éléments de bilan sur l'hiver, qui seront publiés en mars 2023 afin de clore la séquence ouverte en septembre dernier. Ce travail vise notamment à analyser plus en détail la contribution des différents paramètres à la sécurité d'approvisionnement et à évaluer les dispositifs de pilotage et de suivi mis en place en prévision des situations de tension (suivi hebdomadaire de la consommation, dispositif Ecowatt, publication mensuelle de l'actualisation du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de l'hiver…) afin d'en tirer des enseignements nécessaires.

Le prochain hiver 2023-2024

S'il demeure de nombreuses incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement en électricité au cours des prochains mois ou années, l'analyse à date des différents paramètres de production et de consommation conduit à considérer l'hiver 2023-2024 comme moins risqué que le précédent sur le plan électrique. Ainsi, si un retour rapide à la situation d'avant crise ne semble pas atteignable (que ce soit pour la production du parc nucléaire ou pour le prix du gaz), la phase la plus aiguë de la crise énergétique pourrait avoir été surmontée.

La production d'électricité décarbonée française devrait s'orienter progressivement à la hausse après un niveau historiquement bas en 2022.

S'agissant du parc nucléaire, la production continuera d'être fortement affectée par le phénomène de corrosion sous contrainte détecté en décembre 2021. Plus d'un an après, les premiers réacteurs concernés (ceux du palier N4 ou de Penly) n'ont pas encore tous été remis en service, et tous les réacteurs du palier P'4 feront l'objet de travaux de réparation durant plusieurs mois au cours de l'année 2023. La disponibilité du parc nucléaire ne retrouvera pas à court terme sa situation d'avant crise, même si elle devrait être supérieure à celle de 2022 à compter du milieu du mois de mars. EDF prévoit, pour l'année 2023, une production comprise entre 300 et 330 TWh[11], contre moins de 280 TWh en 2022. La mise en service de l'EPR de Flamanville a été repoussée à mi-2024.

11. https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/point-dactualite

Pour les énergies renouvelables, si l'année 2022 n'a pas marqué de pause dans la transition énergétique en affichant un record de raccordement au réseau d'installations renouvelables (5 GW), l'année 2023 devrait poursuivre la tendance. En particulier pour l'éolien en mer, la mise en service prévue des parcs de Saint-Brieuc et Fécamp apportera une puissance supplémentaire d'environ 500 MW chacun.

Bien qu'il soit difficile d'anticiper à ce stade la consommation d'électricité pour l'hiver prochain, il est probable qu'elle ne retrouve pas son niveau d'avant crise sanitaire d'ici la fin de l'année, sauf forte inversion de tendance.

D'une part, une partie des économies d'énergie observées cet hiver résultent de la mise en œuvre d'actions de sobriété volontaires qui ont vocation à perdurer au-delà de cet hiver. D'autre part, les hausses du prix de l'électricité et la pression inflationniste, qui ont également joué un rôle dans les baisses de consommation, continueront à produire leurs effets dans les mois à venir.

Compte tenu des perspectives positives sur les principaux déterminants de l'équilibre offre-demande en électricité, la situation de sécurité d'approvisionnement en électricité du pays pour l'hiver prochain apparaît, vue d'aujourd'hui, relativement plus favorable que celle envisagée initialement pour l'automne et l'hiver 2022-2023, sans constituer pour autant un retour à la normale. Ces premières estimations seront complétées au cours des prochains mois, et les leviers permettant de réduire le risque feront l'objet d'analyses détaillées dans le cadre de la préparation du prochain Bilan prévisionnel.

Au-delà de l'hiver 2023-2024 : le Bilan prévisionnel 2023 et la réforme des marchés de l'électricité

Au-delà des mesures d'urgence mis en place pour le passage de cet hiver, les conséquences stratégiques de la crise énergétique sur la transition du système électrique doivent faire l'objet d'une analyse approfondie.

Ce sera l'objet de la prochaine édition du Bilan prévisionnel, qui proposera une actualisation du diagnostic de la sécurité d'approvisionnement sur les prochains hivers et une analyse des trajectoires possibles du mix énergétique français à l'horizon 2030-2035.

Au-delà de la crise énergétique, plusieurs éléments de contexte récents ont conduit à modifier profondément les perspectives d'évolution du système énergétique français et européen à court et moyen terme : volonté d'accélérer la sortie des énergies fossiles pour lutter contre le changement climatique (déclinaison du paquet «Fit for 55», RepowerEU…), nouvelles orientations de politique énergétique pouvant produire des effets à l'horizon 2030 (discours de Belfort, France 2030…), tensions affectant les échanges commerciaux au niveau mondial, etc. Il en résulte le besoin d'actualiser les analyses techniques et économiques des trajectoires de transition.

Dans la continuité des derniers exercices prospectifs, RTE lancera très prochainement une consultation publique sur les hypothèses de modélisation et les principaux enjeux de la prochaine édition du Bilan prévisionnel. La consultation vise à renforcer le partage et la transparence sur les hypothèses et *in fine* à améliorer le diagnostic.

Les différentes analyses du passage de l'hiver 2022-2023 ont à plusieurs reprises alerté sur les conséquences de la crise énergétique sur les

prix de l'électricité et en particulier leur déconnexion avec les fondamentaux du système, témoignant d'une anticipation exagérée du risque de défaillance par les acteurs de marché. Au-delà des mesures d'urgence de protection des consommateurs, une réforme structurelle du marché de l'électricité est à présent envisagée. Dans l'objectif d'une proposition législative mi-mars, la Commission européenne a ouvert une consultation publique entre le 23 janvier et le 13 février dernier visant à recueillir l'avis des parties prenantes sur les évolutions à apporter au *market design*. Afin de préparer et estimer les impacts de cette réforme, RTE réalise des études techniques et économiques sur les coûts et prix de l'énergie dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel.