



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

SYNTHÈSE

RTE a publié le 14 septembre 2022¹ une première analyse des perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023, suivie de trois actualisations, la dernière en date au 20 décembre 2022².

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 générale de l'hiver et la précise pour les quatre prochaines semaines.

La réactualisation de mi-janvier confirme le diagnostic de fin décembre : la situation électrique est désormais significativement plus favorable qu'au début de l'automne. Avec une consommation plus basse, une production d'électricité en hausse, des stocks hydrauliques et gaziers bien remplis et un système d'échanges avec les pays voisins parfaitement fonctionnel, la France est mieux préparée à faire face aux situations de tension qui résulteraient d'une météo défavorable ou d'aléas techniques sur le parc de production.

La baisse de la consommation d'électricité nationale «à températures normales», corrigée des effets de la température, atteint 8,5% par rapport à 2014-2019. Le mouvement baissier a été observé dans des proportions similaires avant, pendant et après les fêtes de fin d'année. Il est désormais solidement établi qu'il concerne tous les secteurs d'activité et ne s'explique ni uniquement, ni majoritairement, par une baisse de l'activité économique dans l'industrie. S'il demeure difficile de distinguer dans ce mouvement les parts respectives de sobriété choisie et de contrainte économique, la mobilisation nationale réussie en faveur des économies d'énergie joue un rôle important. Ainsi, les particuliers ont largement diminué leur consommation

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

2. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-12/reactualisation-perspectives-systeme-electrique-automne-hiver-2022-2023.PDF>

depuis la fin de l'été alors que les prix de l'électricité n'ont pas augmenté sur cette période du fait du bouclier tarifaire.

La production française s'est renforcée. La disponibilité du parc nucléaire s'est approchée de 45 GW (les trois quarts de la puissance maximale du parc). Elle devrait progresser encore légèrement d'ici fin janvier (conformément au scénario central envisagé par RTE en septembre 2022) et se maintenir aux alentours de 45 GW début février. La production éolienne est particulièrement abondante depuis mi-décembre, ce qui a conduit la France à retrouver sa position exportatrice traditionnelle sur les marchés de l'électricité lorsque les températures sont élevées, et à ne quasiment pas solliciter les centrales à gaz et au charbon durant ces périodes.

Le niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement demeure « moyen » jusqu'à la fin de la période hivernale. RTE pourrait abaisser ce niveau de risque lors de la prochaine réactualisation, sous réserve que la trajectoire sur le parc nucléaire soit tenue et d'un maintien de la tendance sur les économies d'énergie.

L'amélioration de la situation énergétique européenne a conduit à une forte détente sur les marchés de l'électricité, et à un effacement des prix au cours des derniers mois. Ceci confirme a posteriori l'analyse présentée par RTE en septembre dernier : les prix pratiqués pour la France à l'été et l'automne 2022 n'étaient pas cohérents avec les fondamentaux du système et témoignaient d'une anticipation exagérée du risque de défaillance par les acteurs de marché, même en se projetant sur une situation dégradée. Cette détente offre une perspective positive d'évolution des prix pour les consommateurs qui demeurent exposés aux prix de marchés (en particulier les entreprises).

Dans ce contexte plus favorable, la priorité consiste maintenant à préparer la sortie de l'hiver ainsi que le suivant. Ceci implique en premier lieu un maintien des efforts engagés sur les économies d'énergie, qui portent leurs fruits. D'autre part, la production nucléaire demeure très en-deçà des références historiques : cela n'autorise aucun retard dans la maintenance classique ou les travaux en cours ou programmés sur les réacteurs affectés par le phénomène de corrosion.

L'évolution des paramètres de l'analyse est résumée ci-dessous.

- **La consommation d'électricité à température normale (retraitée des conditions météorologiques) apparaît en baisse marquée par rapport aux années précédentes à la même époque et concerne désormais l'ensemble des secteurs.**

Au niveau national, la baisse de consommation a atteint de l'ordre de -8,5 % en moyenne au cours des quatre dernières semaines par rapport à la moyenne 2014-2019 (référence antérieure à la crise sanitaire).

Cette diminution concerne l'industrie, les bureaux et les logements. Elle résulte d'effets économiques – l'augmentation des prix de

l'énergie ainsi que la pression inflationniste de ces derniers mois induisent un effet baissier sur la consommation, notamment via des optimisations voire des arrêts de production dans le secteur industriel – et des campagnes de sensibilisation sur les économies d'énergie – une partie des consommateurs est protégée des évolutions de prix sur les marchés, à des degrés divers mais dans des proportions significatives.

Ces baisses de consommation réduisent le risque sur la sécurité d'approvisionnement par rapport à l'analyse de septembre.

- **La disponibilité du parc nucléaire s'est approchée de 45 GW et devrait dépasser légèrement ce niveau au cours de la seconde partie du mois de janvier, avant de diminuer durant le mois de février. Cette trajectoire est conforme au scénario central de RTE de septembre 2022.**

Durant la période des fêtes, une partie du parc nucléaire a été mis à l'arrêt afin de procéder à des maintenances préventives et à des économies de combustible, au moment où l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité était largement assuré. Début janvier, la disponibilité du parc nucléaire a retrouvé un niveau conforme à l'anticipation de RTE de septembre.

Les prochaines échéances clés concernent la remise en service des réacteurs ayant subi des travaux importants pour réparation des circuits affectés par la corrosion sous contrainte (CSC) : le planning publié par EDF prévoit le redémarrage de deux réacteurs du palier N4 d'ici la fin du mois de janvier, et des deux autres réacteurs N4 ainsi que de deux réacteurs de 1300 MW au cours du mois de février. Dans le même temps, neuf

réacteurs vont être mis à l'arrêt d'ici la fin du mois de février pour entamer leur cycle de maintenance 2023 (dont les deux premières «quatrièmes visites décennales» sur les sites de Saint-Laurent et Chinon).

En combinant ces effets, la disponibilité du parc nucléaire devrait, selon RTE, être comprise entre 40 et 45 GW à la fin du mois de février.

Cette amélioration de la perspective sur la disponibilité du parc nucléaire doit néanmoins être confirmée durant les prochaines semaines. Elle demeure dépendante, en premier lieu, de la conclusion favorable des travaux engagés de réparation des circuits affectés par la CSC, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire. Elle est également tributaire de la bonne exécution du programme de maintenance prévue, y compris en cas de mouvement social dans le cadre de la réforme des retraites.

De ce fait, cette amélioration de la perspective sera traduite dans une projection actualisée de la disponibilité du parc nucléaire pour la sortie d'hiver (fin février, mars et avril) lors de la prochaine actualisation de mi-février. Ceci permettra de disposer d'une vision plus précise du planning de remise en service des réacteurs, de la fin des travaux CSC sur le palier N4 ainsi que des éventuelles conséquences d'un mouvement social.

- **Les stocks hydrauliques sont désormais largement remplis : alors que la sécheresse les avait fortement dégradés au cours du printemps et de l'été 2022, les stocks hydrauliques dépassent à présent la moyenne des années passées.** Cette inversion de tendance résulte de la gestion prudente par les exploitants à l'été

et durant l'automne, mais également de la faible sollicitation des stocks en octobre-novembre, puis depuis mi-décembre, du fait des conditions météorologiques favorables et de la baisse de la consommation à température normale. Le bon niveau de remplissage des barrages constitue une assurance pour le système électrique français et un facteur positif qui permet d'aborder plus sereinement la fin de l'hiver.

- Le niveau des stocks de gaz en France n'a pas diminué au cours des dernières semaines, se stabilisant à environ 80 %, soit un niveau historiquement haut pour la période. Cette situation est le résultat des températures élevées des dernières semaines combinées à des imports élevés (de GNL et par gazoduc hors Russie). **Compte tenu de ces niveaux de remplissage et de l'approvisionnement en gaz du continent, l'inquiétude sur le plan du fonctionnement des centrales au gaz se dissipe pour la fin de cet hiver (hormis en cas de vague de froid intense). En revanche l'hiver 2023-2024 reste à ce stade sous surveillance.**

Le prix de l'électricité sur les marchés Spot (livraison pour le lendemain) a largement diminué depuis mi-décembre, étant même nul ou négatif durant une douzaine d'heures pendant les fêtes de fin d'année. Cette situation s'explique par :

- Un équilibre entre l'offre et la demande qui s'est particulièrement détendu au cours des dernières semaines. Côté demande, la consommation d'électricité a été faible tant du fait de la baisse structurelle observée

depuis septembre que des températures au-dessus des normales de saison au cours des dernières semaines. Côté offre, la remise en fonctionnement de réacteurs nucléaires et surtout une production éolienne abondante (régulièrement au-dessus de 10 GW soit un facteur de charge supérieur à 50 %) a augmenté la production française à faible coût.

- Une baisse du prix du gaz du fait des bons niveaux de remplissage des stocks européens et de la baisse de la consommation s'expliquant pour partie par les conditions climatiques.

Toutefois, cette amélioration de la situation ne profite pas dans l'immédiat à l'essentiel des consommateurs finaux d'électricité puisque les fournisseurs ont recours au marché à terme plusieurs mois à l'avance pour proposer des contrats à prix fixe (sans variation horaire comme sur le marché Spot).

Sur les marchés à terme, **RTE avait signalé depuis septembre dernier une décorrélation entre les prix à terme et les fondamentaux, donnant lieu à une prime de risque largement excessive sur les prix français au regard des risques réels d'utilisation des moyens de sauvegarde estimés par les modèles. Cette prime de risque s'est effondrée au cours des dernières semaines conduisant à une forte baisse des prix de l'électricité sur les marchés à terme. Les analyses de RTE permettent de quantifier les différents effets ayant conduit à cette baisse (baisse du prix du gaz, de la consommation énergétique, et réduction du risque perçu par les acteurs de marché).**

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



Consommation

Évolution en structure (à températures normales)

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 connaît une baisse notable depuis la fin de l'été.

Au niveau national, la diminution de la consommation d'électricité corrigée des aléas météorologiques atteint de l'ordre de 8,5% en moyenne au cours des quatre dernières semaines, par rapport à la période 2014-2019 (référence antérieure à la crise sanitaire).

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 France³. Ce suivi a permis d'identifier que la consommation est orientée à la baisse à partir du mois de septembre. L'effet baissier s'est accentué depuis le mois d'octobre.

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

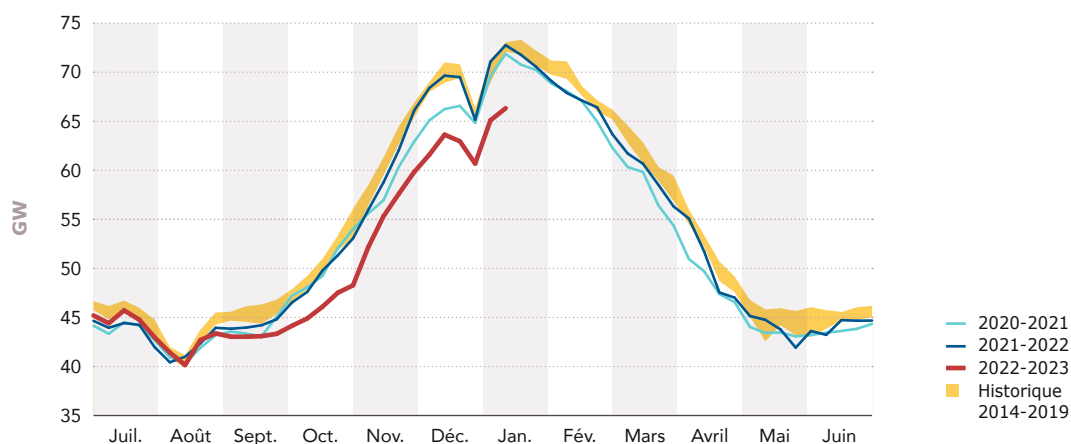
Elle a d'abord été identifiée – dès l'automne – dans le secteur industriel, où l'augmentation

des prix de l'énergie se propage le plus rapidement 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 12%, au cours des dernières semaines de l'année 2022. Les secteurs industriels les plus intensifs en énergie, comme la chimie, la métallurgie et la sidérurgie, sont les plus touchés, 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 ainsi la tendance pour début 2023, est difficile à prévoir précisément notamment du fait des évolutions des conditions économiques de fourniture pour de nombreuses entreprises, les nouveaux contrats prenant souvent effet en début d'année calendaire. Nombre de ces contrats ont en effet été souscrits sur la base de prix de marché observés au cours de l'année 2022, donc selon des références élevées – voir la section portant sur l'analyse des prix de l'électricité.

Il est désormais solidement établi que ce mouvement baissier concerne tous les secteurs, et notamment les secteurs résidentiel (majoritaire en volume) et tertiaire. Ces dernières semaines, la consommation agrégée des secteurs résidentiel et tertiaire (après correction des effets météorologiques) était ainsi en recul d'environ 6% par rapport à 2021 sur la même période.

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

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



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 semaines, et l'effet réel des actions de d'économies d'énergie engagées par les particuliers et les entreprises.

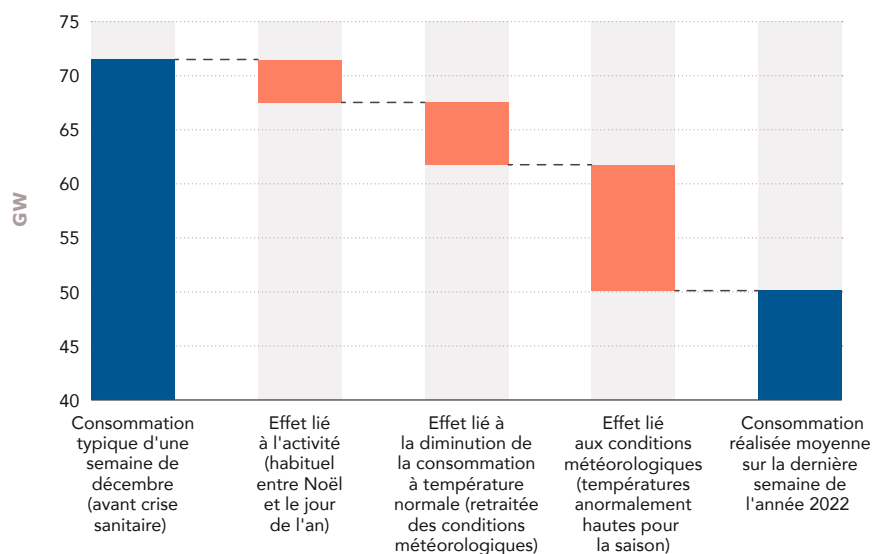
4. Ces moyennes hebdomadaires corrigées du climat masquent des variations importantes (i) au sein de la journée et (ii) en fonction de la météo. Des valeurs nettement plus importantes peuvent donc être observées sur certaines heures.

Évolution en volume (en intégrant l'effet des conditions météorologiques)

Entre mi-décembre et mi-janvier, les températures se sont établies à des niveaux très supérieurs aux normales de saison. Un écart considérable de 9,2°C aux normales a même été constaté le samedi 31 décembre.

Les besoins énergétiques pour le chauffage des bâtiments dépendent de manière étroite des températures. Durant les fêtes de fin d'année, la baisse de la consommation attribuable aux conditions météorologiques peut ainsi être estimée à plus de 10 GW. Cet effet, conjugué à la baisse de l'activité économique à cette période, a conduit à des niveaux bruts de consommation très faibles, comparables à ceux du mois de septembre.

Figure 2 Comparaison entre la consommation brute réalisée en moyenne lors de la dernière semaine de l'année 2022 et une consommation typique du mois de décembre (hors période des fêtes et avant la crise sanitaire)





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 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.

La disponibilité du parc nucléaire depuis mi-décembre a évolué dans l'enveloppe prévue lors des précédentes publications. Au cours du mois de décembre, elle s'est avérée légèrement supérieure, puis légèrement inférieure, à la prévision centrale de mi-novembre. **Depuis le début du mois de janvier, la disponibilité du parc est voisine de la trajectoire anticipée en septembre, et s'approche aujourd'hui de 45 GW (soit 6 à 8 GW en-dessous des minima historiques à cette période de l'année).**

La baisse de la disponibilité constatée au cours de la seconde quinzaine de décembre coïncide avec la période des fêtes de fin d'année marquée par des conditions de marché atypiques avec une consommation d'électricité et des prix extrêmement bas. Dans cette configuration très favorable pour l'équilibre offre-demande, des arrêts courts ont été réalisés par l'exploitant dans une logique d'optimisation de la performance globale du parc nucléaire (maintenances préventives et/ou des économies de combustible sur certains réacteurs du parc), sans incidence sur la sécurité d'approvisionnement. Au-delà de ces arrêts, la production du parc en

fonctionnement a été fortement modulée à la baisse pour s'adapter aux conditions de marché ce qui a conduit à réduire la production dans de larges proportions, jusqu'à environ 25 GW en toute fin d'année.

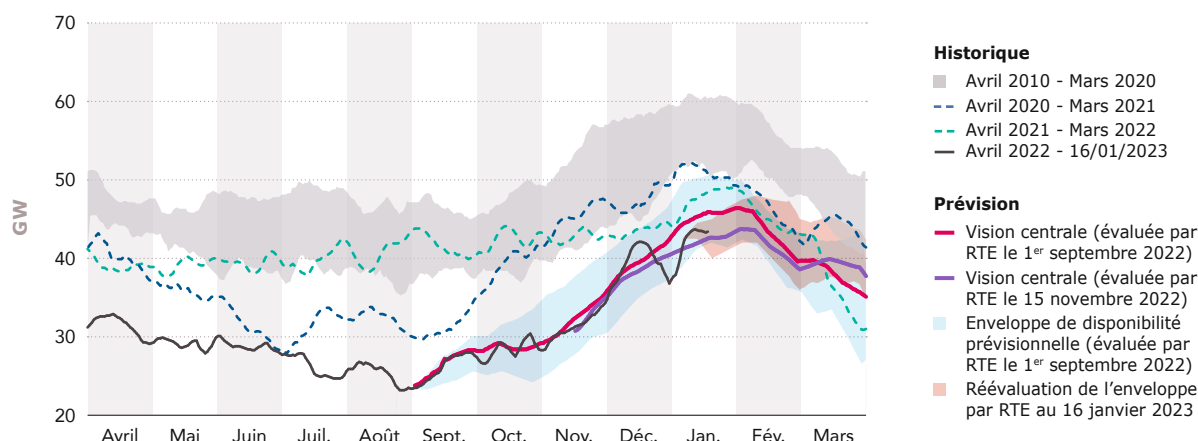
Au cours des prochaines semaines, la disponibilité du parc nucléaire pourrait progresser légèrement, avant de diminuer durant le mois de février avec le début du cycle de maintenance de l'année 2023. Sans présager de l'impact d'éventuels mouvements sociaux, la disponibilité du parc nucléaire pourrait atteindre entre 40 et 45 GW à la fin du mois de février.

Il existe encore quelques leviers permettant d'ajuster la date de départ en maintenance de certains réacteurs en cas de tension sur le système électrique. Ce type de levier pourrait être utilisé au cours des semaines à venir en cas de tension, mais de façon limitée compte tenu de la densité du planning de maintenances en 2023.

Cette amélioration de la perspective sur la disponibilité du parc nucléaire doit être confirmée durant les prochaines semaines. Elle demeure dépendante, en premier lieu, de la conclusion favorable des travaux engagés de réparation des circuits affectés par la CSC, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire. Elle est également tributaire de la bonne exécution du programme de maintenance prévu, y compris en cas de mouvement social dans le cadre de la réforme des retraites.

De ce fait, c'est lors de la prochaine actualisation de février que l'amélioration de la perspective, si elle est confirmée, sera traduite dans une projection actualisée de la disponibilité du parc nucléaire pour la sortie d'hiver (fin février, mars et avril). Ceci permettra de disposer d'une vision plus précise du planning de remise en

Figure 3 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver, au 16 janvier 2023⁵



service des réacteurs, de la fin des travaux CSC sur le palier N4 ainsi que des éventuelles conséquences d'un mouvement social.

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).

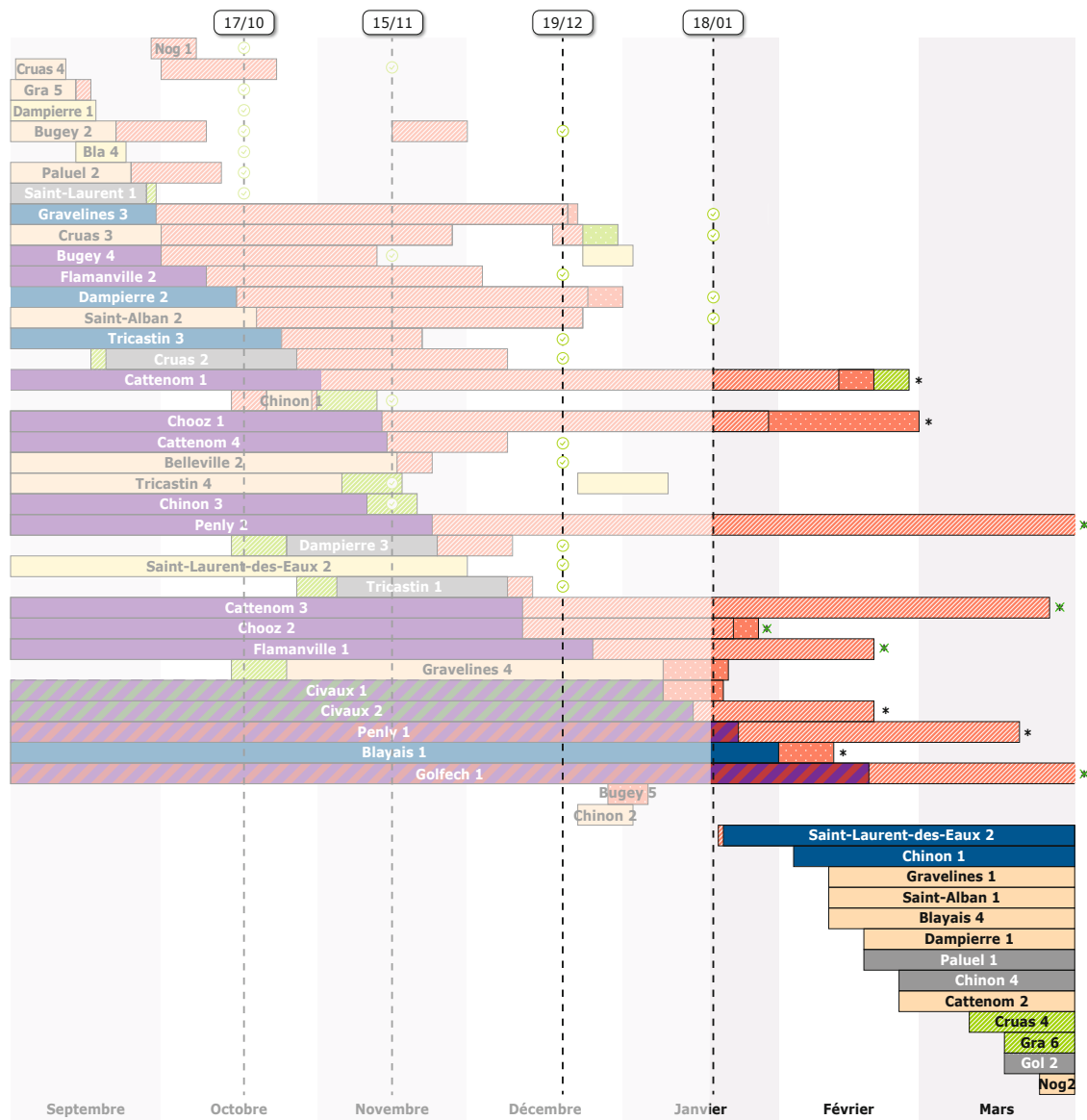
Entre la publication du 20 décembre et celle du 18 janvier, sur les six retours de réacteurs initialement déclarés sur la plateforme Transparence

pour mi-janvier, quatre ont effectivement eu lieu à la suite d'arrêts pour maintenance classique (visite partielle ou visite décennale).

Les prochaines échéances clés concernent la remise en service des réacteurs ayant subi des travaux importants pour réparation des circuits affectés par la corrosion sous contrainte (CSC) : le planning publié par EDF prévoit le redémarrage de deux réacteurs du palier N4 d'ici la fin du mois de janvier, et des deux autres réacteurs N4 ainsi que de deux réacteurs de 1300 MW au cours du mois de février. Dans le même temps, neuf réacteurs vont être mis à l'arrêt d'ici la fin du mois de février pour entamer leur cycle de maintenance 2023 (dont les deux premières « quatrièmes visites décennales » sur les sites de Saint-Laurent et Chinon).

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.

Figure 4 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2022-2023⁶
(source : plateforme de transparence européenne, au 16 janvier 2023, 16h00)⁷



Évolution de la durée d'indisponibilité par rapport au 12/09 et avant le 19/12
à la hausse à la baisse

Évolution de la durée d'indisponibilité par rapport au 19/12
à la hausse à la baisse

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 CSC initiés en 2022⁷
Arrêt pour économie de combustible

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

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

À la date de la réactualisation, la tranche est couplée au réseau électrique

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.



Hydraulique

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

Une partie de cette production est fatale (dite au « fil de l'eau ») et ne peut être stockée, tandis que le reste de la production hydraulique est le résultat d'un pilotage et d'une optimisation des stocks (comme les grands barrages aussi appelés « lacs »), permettant d'utiliser cette production au moment le plus propice pour assurer l'équilibre du système électrique. Ainsi, la production hydraulique se trouve généralement maximale lors des pointes de consommation.

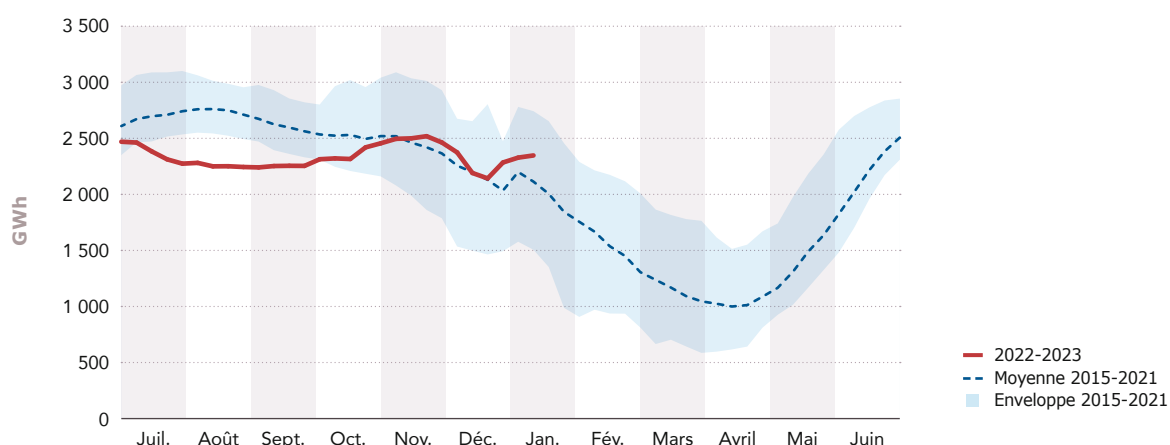
L'année 2022 a été marquée par une sécheresse exceptionnelle se traduisant par une forte baisse du productible hydraulique et des niveaux de stocks hydrauliques nettement en-deçà des valeurs historiques à l'été et au

début de l'automne. Grâce à la gestion prudente des exploitants, ils ont retrouvé des valeurs connues, proches des années précédentes à partir de la fin de l'été.

Au cours des dernières semaines, le niveau du stock hydraulique a augmenté. En effet, son remplissage a été permis notamment sous l'effet des températures anormalement douces pour la saison qui a détendu l'équilibre offre-demande en électricité et donc leur sollicitation. Il se situe désormais au-dessus des moyennes historiques.

Le bon niveau de remplissage du stock hydraulique constitue une assurance pour le bon fonctionnement du système électrique français. Il s'agit d'un facteur positif qui permet d'aborder plus sereinement la suite de l'hiver.

Figure 5 Évolution du stock hydraulique (« énergie de tête »)





Gaz

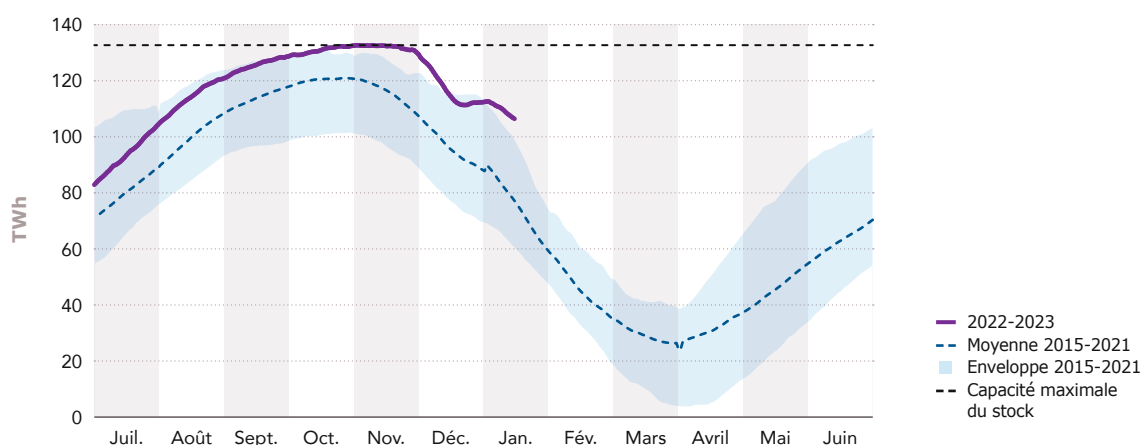
La crise dans le secteur du gaz a une profonde influence sur le système électrique, la capacité installée de production à partir de gaz en Europe de l'Ouest étant aujourd'hui très importante (environ 220 GW). Ces répercussions sont de nature physique (inquiétudes sur la disponibilité du gaz) et économique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

En 2022, la consommation de gaz pour la production d'électricité en France est inédite puisqu'elle a été supérieure à l'ensemble de l'historique malgré la très forte hausse du prix du gaz. Cela s'explique par le niveau historiquement faible de production nucléaire, en particulier au cours du printemps et de l'été, qui a conduit à solliciter plus fréquemment les centrales au gaz sur cette période.

Les autres usages du gaz sont quant à eux marqués par une forte baisse de la consommation de près de 17% entre août et la fin de l'année 2022 (par rapport à 2018 et après correction des effets météorologiques)⁸. De telles baisses de consommation s'observent également à l'échelle européenne. De profondes modifications sont également à l'œuvre s'agissant des flux de gaz compte tenu de leur réorganisation depuis le quasi-arrêt des livraisons depuis la Russie à l'Europe. Cette nouvelle configuration des flux peut donner lieu à des congestions auxquelles il convient d'être vigilant⁹.

Après un remplissage record des stockages de gaz en France et en Europe fin octobre/début novembre et le début de la campagne de soutirage avec le début de l'hiver, le niveau des stocks de gaz s'est stabilisé que ce soit en

Figure 6 Évolution du stock de gaz en France



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

⁹. <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/fonctionnement-de-la-zone-de-marche-unique-du-gaz-en-france5>

France à environ 80 % et en Europe avec les températures anormalement douces des dernières semaines combinées à des imports élevés (de GNL et par gazoduc hors Russie). Ces niveaux de stock sont supérieurs à l'historique de ces dernières années, certains pays comme l'Allemagne ayant même eu la possibilité de rehausser leurs stocks au cours des dernières semaines¹⁰.

Compte tenu de ces niveaux de remplissage et de l'approvisionnement en gaz du continent, l'inquiétude sur le plan du fonctionnement des centrales au gaz se dissipe pour la fin de cet hiver (hormis en cas de vague de froid intense). En revanche, l'hiver 2023-2024 reste à ce stade sous surveillance.

¹⁰. Cette possibilité est limitée pour la France qui possède en majorité des stockages aquifères dont le mode de fonctionnement est plus contraint que les stockages salins, majoritaires en Allemagne, plus souples pouvant inverser leur cycle injection/soutirage sur une plus courte période.



Autres déterminants du système électrique

S'agissant de la production éolienne, les dernières semaines ont été marquées par une production record, dépassant régulièrement les 10 GW, ce qui correspond à un facteur de charge supérieur à 50 %. La période hivernale est en moyenne marquée par des conditions de vent nettement plus favorables que la période estivale pour la production éolienne (facteur de charge en moyenne deux fois plus important sur l'hiver que sur l'été). Cependant, **même en considérant les historiques sur l'hiver, les dernières semaines se sont avérées particulièrement venteuses.**

La production éolienne abondante des dernières semaines, combinée à une meilleure production nucléaire que les mois passés et une consommation faible sous l'effet des températures anormalement douces pour la saison et de la baisse structurelle de la consommation observée depuis septembre, a replacé la France en situation d'export d'électricité au cours des dernières semaines (environ 2 TWh d'export depuis le début de l'année). Cette inversion de tendance par rapport à mi-décembre et plus globalement de l'année 2022, pour laquelle la France est devenue importatrice nette d'électricité, situation inédite depuis quatre décennies,

s'explique par les caractéristiques du parc de production français. La thermosensibilité de la consommation française et son parc de production sans marge conduisent la France à se trouver en position importatrice en cas de tension sur l'équilibre offre-demande. Toutefois, la production française (nucléaire, hydraulique et autres renouvelables) étant plus compétitive que celle de ses voisins, la France redevient exportatrice dès lors que l'équilibre entre l'offre et la demande n'est pas tendu. L'interconnexion de la France aux autres pays européens lui permet ainsi d'une part d'assurer sa sécurité d'approvisionnement et d'autre part de trouver des débouchés économiques à sa production bas carbone.

S'agissant des effacements de consommation, la filière fait l'objet d'un soutien public dédié (notamment via l'appel d'offres effacement) et s'est donc développée en progressant de 1,5 GW au cours des cinq dernières années. Toutefois, cette progression paraît avoir été ralentie puisque la capacité d'effacement estimée pour l'année 2023 est de 3,3 GW (contre 3,9 GW en 2022), notamment du fait de la contraction de la demande industrielle (et donc susceptible d'être effacée ponctuellement).

Diagnostic réactualisé

Analyses sur la sécurité d'approvisionnement

L'équilibre offre-demande a été assuré sans difficulté au cours des dernières semaines, ce qui s'est traduit par une situation exportatrice de la France sur les marchés de l'électricité. Le risque était d'ores et déjà quasi nul pour la période des fêtes compte tenu de la réduction de l'activité économique, et ne s'est traduit par aucune situation problématique au cours de la première partie du mois de janvier du fait des températures anormalement douces pour la saison – réduisant la consommation de chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire – et de l'abondante production éolienne.

En outre, des facteurs structurels expliquent également cette situation pour le début du mois de janvier, alors que celle-ci faisait l'objet d'une forte vigilance, vue de septembre dernier. D'une

part, les efforts d'économie d'énergie se sont maintenus à un niveau élevé (environ -8,5% de consommation sur les quatre dernières semaines par rapport à la moyenne 2014-2019), d'autre part, la disponibilité nucléaire s'est accrue par rapport aux mois précédents.

Sous réserve du maintien des efforts d'économies d'énergie, ces évolutions favorables confirment le diagnostic de décembre pour la sécurité d'approvisionnement en situant le risque à un niveau «moyen». Cela signifie que la probabilité d'activation du signal «Ecowatt rouge» est réduite par rapport à l'analyse de septembre, mais toujours possible en cas de conditions météorologiques défavorables.

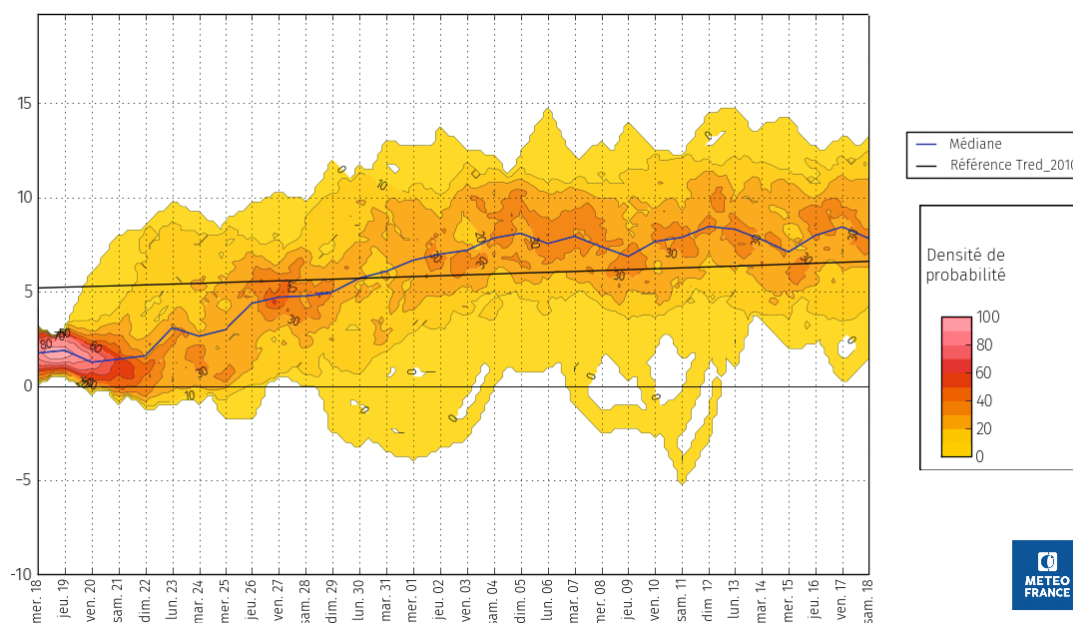
Jusqu'à mi-février

Vu de septembre, la période entre mi-janvier et mi-février concentrait moins de risques que les semaines et mois précédents en raison d'une meilleure disponibilité du parc anticipée à cette période. Cette situation s'est améliorée depuis compte tenu des évolutions récentes des paramètres déterminants pour la sécurité d'approvisionnement en particulier la baisse de la consommation.

Cette analyse statistique peut être complétée par une analyse plus déterministe sur la base des dernières prévisions météorologiques (datant

du 17 janvier). Les températures se situent actuellement sous les normales de saison et continueront à baisser dans les prochains jours laissant entrevoir une vague de froid d'intensité modérée (moins de 5°C sous les normales). Pour la première quinzaine de février, les prévisions météorologiques présagent d'un retour à des températures proches des normales de saison. Toutefois, bien que les scénarios météorologiques paraissent plus favorables à cette échéance qu'à court terme, ils sont également nettement plus incertains, ce qui conduit **RTE à retenir un niveau « moyen » de risque pour la sécurité d'approvisionnement sur le prochain mois.**

Figure 7 Prévisions de température moyenne France du 18 janvier 2023 au 18 février 2023
(source : Météo-France), en date du 17 janvier 2023



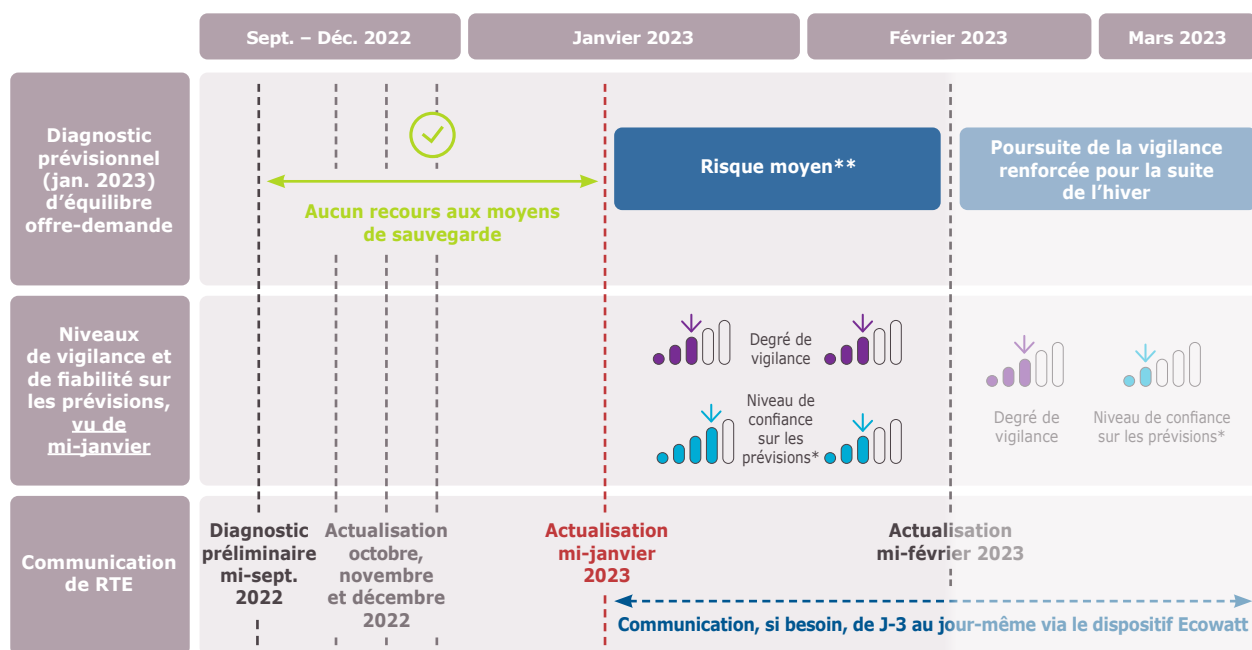
Pour la fin de l'hiver

La fin de l'hiver, à partir de mi-février, concentre moins de risque en théorie mais les facteurs d'incertitude sont plus nombreux. 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 poursuite d'une disponibilité du parc nucléaire conforme aux anticipations et un 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. Le niveau de risque est maintenu à «moyen» pour la fin de la période hivernale bien que la survenue d'une vague de froid, même tardive, reste possible.

L'évolution de la situation continuera à faire l'objet d'analyses progressives au cours de l'hiver au travers des prochaines réactualisations mensuelles du diagnostic.

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

** Cela signifie que la probabilité d'activation du signal «Ecowatt rouge» est réduite par rapport à l'analyse de septembre, mais toujours possible en cas de conditions météorologiques défavorables.

Analyses sur les prix de l'électricité

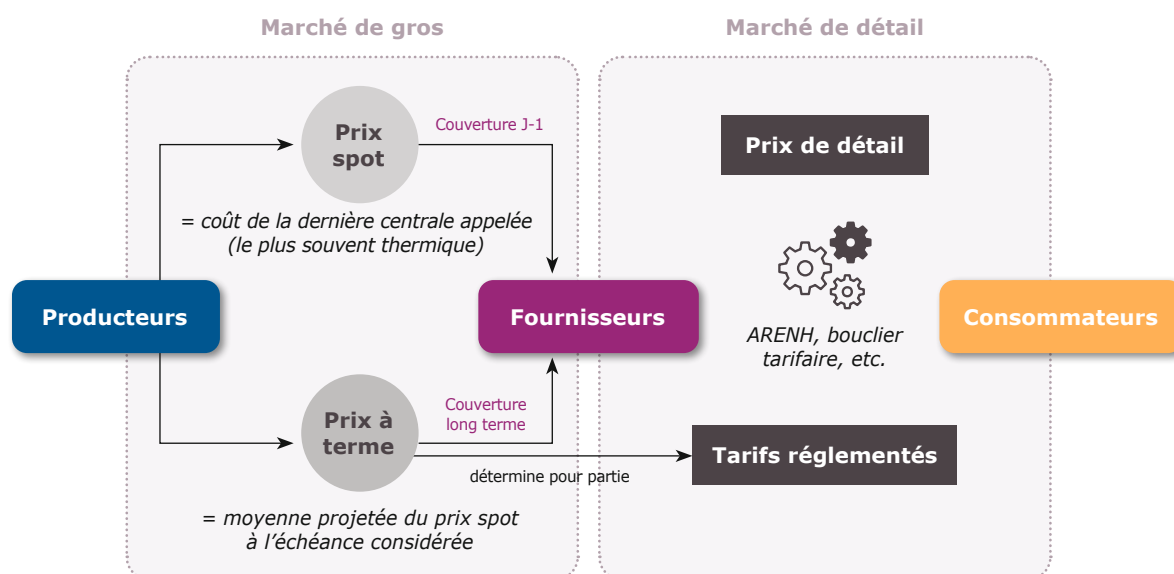
Lors de la publication des perspectives sur le passage de l'hiver en septembre dernier, RTE avait alerté sur la forte augmentation des prix de l'électricité et sur l'écart entre les références de prix sur les marchés à terme et l'analyse des fondamentaux du système électrique (prix du gaz et des combustibles, situation de l'équilibre offre-demande et risque de défaillance, prix plafond sur les marchés, etc.). Ces analyses montraient que le niveau de risque révélé par l'analyse prévisionnelle ne permettait pas de justifier des prix à terme aussi élevés, même en intégrant un risque de défaillance correspondant aux scénarios les plus dégradés.

Au cours des dernières semaines, l'amélioration du contexte énergétique européen a conduit à une forte détente des marchés de gros (marchés à terme et marché spot) qui sont revenus autour

de leur niveau de fin 2021. Celle-ci s'explique en premier lieu par la baisse structurelle de la demande d'énergie (gaz et électricité) observée au cours des derniers mois, qui permet de préserver les stocks de gaz en vue des prochains mois et conduit ainsi à une diminution généralisée des prix sur les différents marchés de l'énergie.

Dans le détail, l'analyse conduit à distinguer la situation sur les marchés physiques à court terme (le marché *spot* – avec livraison pour le lendemain – et les marchés intrajournaliers) pour lesquels les conditions météorologiques jouent un rôle important et celle sur les marchés à terme (dont l'échéance de livraison est plus éloignée) sur lesquels les prix sont plus fortement dépendants des perspectives d'évolution à moyen terme des prix du gaz et de la situation en matière d'offre et de demande.

Figure 9 Fonctionnement global des marchés de gros et de détail de l'électricité



Selon les catégories de consommateurs, les factures d'électricité peuvent être plus fortement exposées aux prix sur les marchés spot ou intrajournaliers (notamment pour les grands consommateurs industriels) ou à l'inverse aux prix sur les marchés à terme (notamment pour les petites entreprises).

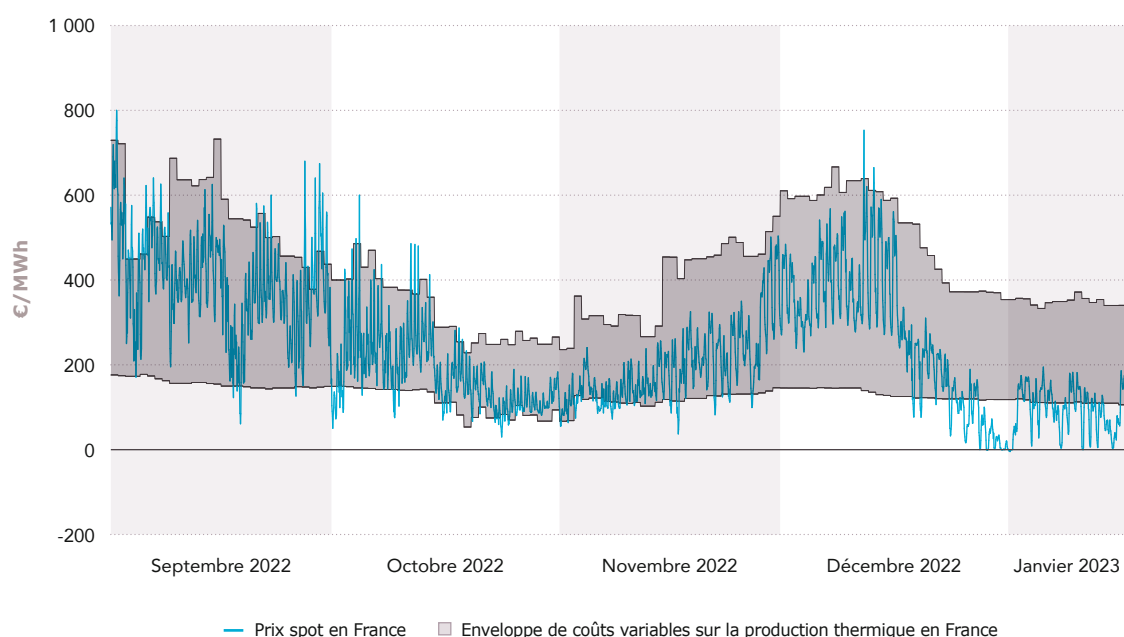
Marché spot journalier

Au cours des quatre dernières semaines, le prix français sur le marché spot a largement décliné : il s'est élevé à environ 130 €/MWh en moyenne entre le 15 décembre et le 15 janvier, contre environ 250 €/MWh entre septembre et novembre, n'a pas dépassé 350 €/MWh depuis le 17 décembre dernier et a connu plusieurs épisodes à prix nuls voire négatifs.

Cette baisse des prix sur le marché spot observée depuis mi-décembre est conforme à l'analyse de l'évolution des fondamentaux : elle s'explique par un contexte très favorable sur le plan de l'équilibre offre-demande en électricité (faible consommation au cours de la période des fêtes et production importante notamment éolienne), combinée à une détente du marché gazier.

Ainsi, d'une part, l'effet baissier de la consommation d'électricité (hors aléa climatique) s'est maintenu, avant, pendant et après les fêtes de fin d'année, réduisant la nécessité d'avoir recours à des centrales coûteuses. À cela se sont ajoutées des conditions climatiques favorables pour le système électrique : côté demande, les températures anormalement douces pour la période ont réduit les besoins de chauffage,

Figure 10 Évolution des prix spot horaires et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques fossiles



tandis que côté offre, la production éolienne a été abondante enregistrant des pics de production de pratiquement 15 GW. Ceci a permis *in fine* de limiter la sollicitation des centrales au gaz et au charbon pour assurer l'équilibre offre-demande.

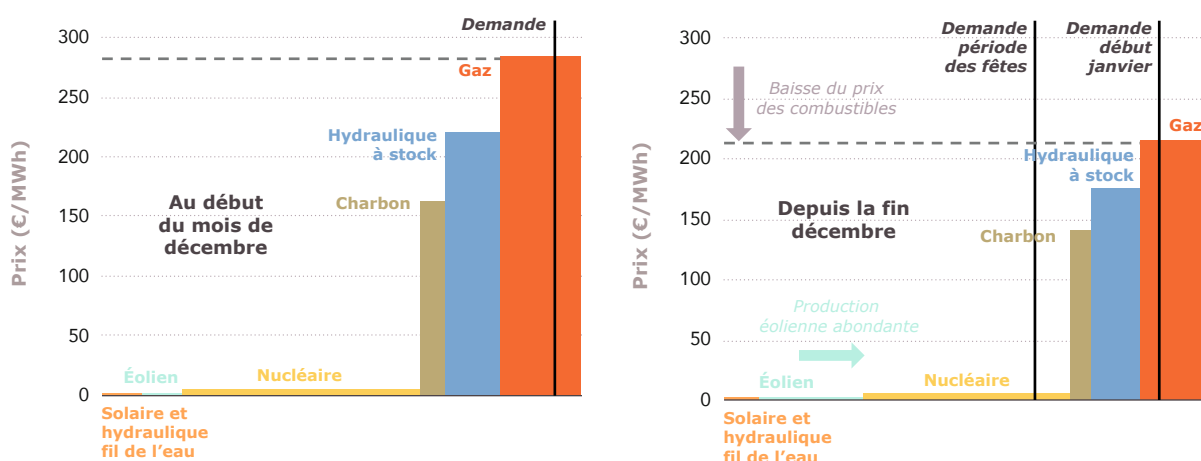
Le prix de l'électricité sur le marché spot s'est ainsi fixé plus fréquemment au niveau des coûts variables de moyens de production bas-carbone (renouvelable et nucléaire) qui s'élèvent à des niveaux bien inférieurs aux coûts variables des centrales thermiques¹¹. Les prix ont même été proches de zéro ou légèrement négatifs à plusieurs reprises au cours de cette période, dans des situations d'abondance de production renouvelable : dans ce type de situation, la production éolienne sous complément de rémunération s'est en partie effacée pour éviter de générer des épisodes de prix négatifs. Ceci reflète un

fonctionnement normal du marché pour optimiser la mobilisation des moyens de production.

D'autre part, le marché gazier s'est également détendu compte tenu des baisses de consommation de gaz et du bon remplissage des stockages : les prix du gaz ont ainsi été divisés par deux environ en à peine deux semaines, passant de 130 €/MWh_{PCS} mi-décembre à 60 €/MWh_{PCS} début janvier. Cela se traduit par une baisse des coûts de fonctionnement des centrales à gaz d'environ 150 €/MWh.

En conséquence, la baisse du prix spot de l'électricité s'explique en premier lieu par des configurations de faible demande (en particulier durant les fêtes de fin d'année) et de forte production (épisodes venteux) durant lesquelles le prix a été inférieur aux coûts de fonctionnement des centrales thermiques. D'autre part, lorsqu'il

Figure 11 Ordre de grandeur illustratif et simplifié¹² de préséance économique et formation du prix de l'électricité, au début du mois de décembre et depuis la fin décembre 2022



11. Il convient de noter que les prix d'offres de certains moyens bas-carbone caractérisés par des contraintes de stock (comme l'hydraulique lac ou une partie des réacteurs nucléaires dont les opérations de maintenance sont contraintes par des stocks de combustible limités) reflètent une gestion en valeur d'usage et peuvent parfois s'élever significativement au-dessus de zéro. Ceci constitue un fonctionnement normal du marché pour optimiser le placement de la production pour laquelle les stocks sont limités.

12. L'ordre de préséance économique présenté ici ne tient pas compte, par exemple, des différents rendements des centrales et de la gestion en valeur d'usage d'une partie du parc nucléaire.

a été ponctuellement nécessaire de faire appel aux centrales à gaz pour assurer l'équilibre offre-demande, leur prix d'offre a diminué en lien avec la baisse du prix du gaz.

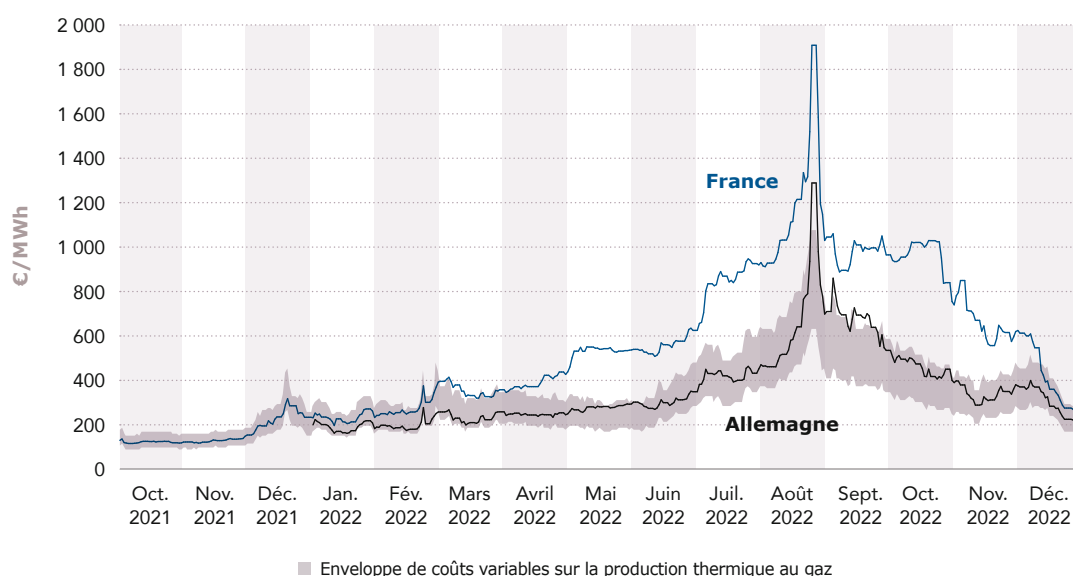
Marchés à terme

S'agissant des prix de l'électricité sur les marchés à terme (produits calendaires et trimestriels pour livraison en 2023, en base et en pic), ceux-ci ont connu des variations inédites par leur ampleur au cours de l'année 2022 et ont également été marqués par des baisses importantes depuis la mi-décembre. Alors qu'au début de l'année 2022 le prix du MWh d'électricité pour 2023 (produit calendaire en base) se négociait autour de 150 €/MWh, celui-ci s'est élevé à des niveaux sans précédent à l'été, atteignant près de 1000 €/MWh, avant de décroître fortement jusqu'à 270 €/MWh à la fin de l'année 2022.

Dans l'ensemble, la forte augmentation du prix de l'électricité au printemps et à l'été 2022 est liée à différents facteurs, déjà détaillés dans les précédentes publications de RTE :

- d'une part, la très forte augmentation du prix du gaz, suite à la reprise de l'économie mondiale après la crise sanitaire (dès fin 2021), puis en raison de la guerre en Ukraine qui a accru les tensions sur l'approvisionnement gazier au niveau européen (à partir du printemps 2022), ont mécaniquement tiré les prix de l'électricité vers le haut ;
- d'autre part, la détection de défauts liés à la corrosion sous contrainte sur plusieurs centrales nucléaires, qui a conduit à l'arrêt de nombreux réacteurs pour des contrôles et des réparations, a entraîné une vigilance accrue par rapport à la sécurité d'approvisionnement en électricité en France qui s'est

Figure 12 Évolution des prix à terme pour le premier trimestre 2023 en base, en France
(Source : EEX, calculs : RTE)



traduite dans les prix. Ceci a notamment conduit à ce que le prix de l'électricité français sur les marchés à terme s'écarte nettement de celui de ses voisins européens ;

- enfin, dans une moindre mesure, la situation de sécheresse historique à laquelle a été confrontée la France ainsi que d'autres pays européens en 2022 a encore contraint plus fortement la situation en matière d'équilibre offre-demande électrique.

Cependant, dans les analyses publiées à la fin de l'été et à l'automne (perspectives publiées mi-septembre et réactualisations de mi-octobre et mi-novembre), RTE avait alerté sur le fait que les prix à terme de l'électricité pour la France observés depuis le printemps et l'été 2022 s'écartaient largement des fondamentaux du système électrique. Les prix alors constatés sur les marchés à terme ne pouvaient ainsi s'expliquer que par une anticipation du risque démesurée par les acteurs de marché, au regard des perspectives présentées par RTE, et ce même en tenant compte des scénarios les plus dégradés.

Cet écart entre les niveaux de prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et les fondamentaux issus de la modélisation résultant de l'équilibre offre-demande apparu à partir du printemps dernier s'est maintenu jusqu'à la fin de l'année 2022, avant de s'effondrer rapidement au cours du mois de décembre.

Plus globalement, les prix de l'électricité sur les marchés à terme pour l'hiver 2022-2023 ont connu depuis l'été 2022 une très forte baisse (division par trois environ). Cette baisse peut s'expliquer par plusieurs facteurs, liés à la fois à l'évolution des fondamentaux mais aussi à celle de la perception du risque sur la sécurité d'approvisionnement électrique. La décomposition du

poids de chacun de ces facteurs dans l'évolution du prix de l'électricité présente des difficultés sur le plan méthodologique¹³ mais les simulations et analyses présentées dans ce document permettent d'apporter un ordre de grandeur.

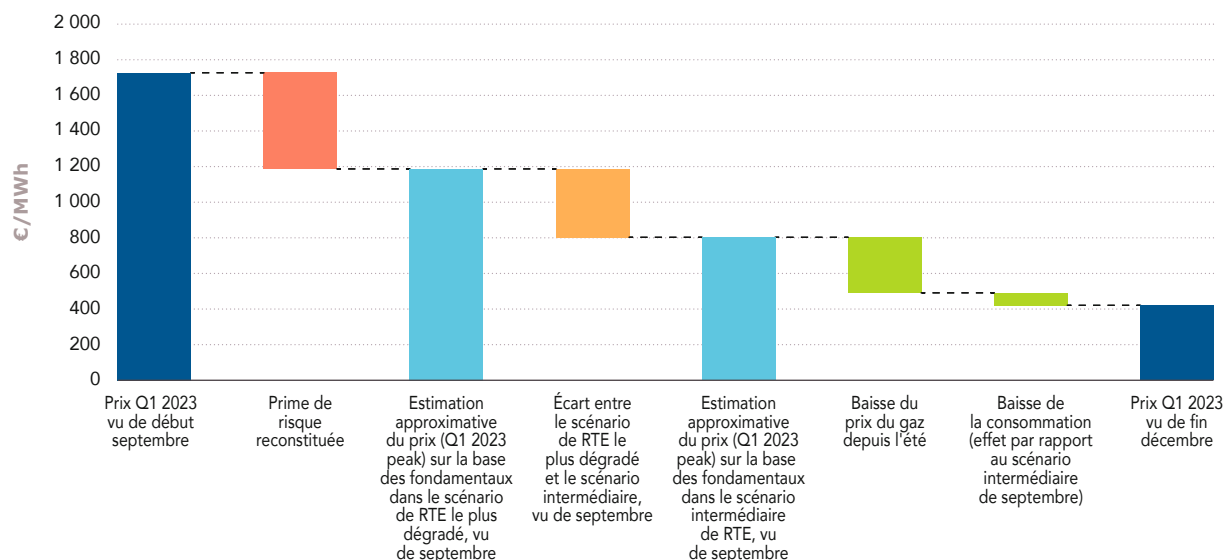
Ainsi, d'une part, une partie significative de la diminution du prix de l'électricité s'explique naturellement par l'évolution des fondamentaux du système : en particulier, la baisse de prix du gaz de plus de 100 €/MWh_{PCS} (soit une baisse du coût de fonctionnement d'une centrale à gaz d'environ 200 €/MWh) ainsi que la baisse structurelle de la consommation d'électricité nationale (à températures normales) ont tiré les prix vers le bas. RTE estime que ces facteurs représentent environ un tiers de la baisse des prix à terme entre cet été et la fin de l'année 2022.

D'autre part, la prime de risque qui avait été mise en évidence dans les analyses publiées à l'automne, a quasiment disparu depuis novembre dernier. Cette prime de risque traduisait un comportement de surcouverture des acteurs en situation d'incertitudes fortes (continuité de l'approvisionnement en gaz, bon fonctionnement des marchés européens de l'électricité en situation de tension) et de faible confiance dans les prévisions de remise en service des réacteurs nucléaires, comme l'a confirmé la Commission de régulation de l'énergie dans son analyse des prix à termes publiée en décembre 2022¹⁴. Ces mouvements n'étaient pas de nature spéculative mais correspondaient à un niveau de risque perçu sur la sécurité d'approvisionnement française exagérément pessimiste. En effet, le niveau de couverture des acteurs reflétait alors implicitement une anticipation très élevée du nombre d'heures d'atteinte du prix plafond (entre 500 et 700 heures sur l'hiver), bien au-delà du risque évalué dans le scénario le plus dégradé présenté par RTE le 14 septembre, et qui combinait déjà un hiver très froid, une disponibilité réduite du

13. Notamment, « l'ordre » dans lequel la décomposition est calculée peut influencer sur la compréhension des résultats

14. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/prix-a-terme-de-l-electricite-pour-l-hiver-2022-2023-et-l-annee-2023>

Figure 13 Estimation des différents facteurs explicatifs de la baisse des prix à terme observée depuis l'été dernier¹⁵



nucléaire et des tensions importantes sur les imports d'électricité (ou une absence d'amélioration de la disponibilité du nucléaire), soit un cumul peu probable d'aléas défavorables. Ce constat peut traduire la difficulté pour des acteurs de marché à prendre la mesure d'un risque localisé sur un nombre d'heures restreint (« queues de probabilité »).

Finalement, la perception du risque de recours aux moyens de sauvegarde a évolué au cours de l'automne et du début de l'hiver, à mesure que la disponibilité du parc nucléaire

augmentait (dans des proportions conformes aux anticipations présentées en septembre) et que la consommation d'électricité s'orientait à la baisse de manière structurelle. Les scénarios de défaillance anticipés par les acteurs devenant largement improbables, la prime de risque s'est effondrée. Par conséquent, depuis la fin décembre, les prix observés sur les marchés à terme apparaissent plus cohérents avec l'analyse des fondamentaux et sont désormais proches de ceux des pays voisins, même s'ils restent à des niveaux élevés.

¹⁵. L'effet « consommation » est ici évalué par rapport au scénario intermédiaire moyen décrit par RTE dans la publication de septembre, qui présentait environ 20 heures de défaillance en moyenne sur l'automne et l'hiver. Cet effet apparaît relativement modéré car, d'une part, les 20 heures de défaillance sur l'hiver dans la situation de départ (pendant lesquelles le prix serait susceptible d'atteindre le plafond sur le marché spot) pèse finalement peu dans les prix des produits trimestriels (quelques €/MWh à quelques dizaines d'€/MWh), et d'autre part, sur le reste des heures (hors défaillance), la baisse de consommation modifie peu le taux de marginalité des différentes filières (pour l'essentiel des heures de l'hiver, le moyen marginal reste une centrale à gaz même avec une consommation plus faible). En pratique, la baisse de consommation est de nature à faire baisser la perception du risque par les acteurs de marché : en ce sens, elle a donc également une influence sur les blocs orange et rouge du graphique.

Marché de détail et impact sur les factures des consommateurs

La détente sur les prix de l'électricité constitue une perspective positive d'évolution des prix pour les consommateurs qui demeurent exposés aux prix de marchés, en particulier pour les entreprises. Toutefois, elle ne se traduit pas automatiquement et immédiatement par une baisse des factures d'électricité pour tous les consommateurs, notamment dans la mesure où les contrats de fourniture sont basés sur les marchés à terme.

Pour les particuliers, les prix de détail de l'électricité sont désormais décorrélés des niveaux de prix sur les marchés de gros. Les consommateurs éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV) sont en effet protégés par le bouclier tarifaire qui a limité successivement les hausses de facture à 4% puis 15%, respectivement, pour les années 2022 et 2023, alors qu'en l'absence de ce gel tarifaire, le TRV aurait probablement doublé. La baisse de prix sur le marché de gros n'a donc pas d'impact direct sur les factures des ménages mais elle réduit le coût futur du bouclier tarifaire pour les finances publiques, ce qui aura à terme un effet positif pour le contribuable. Cette configuration s'applique également à certaines entreprises pour lesquelles le gouvernement a mis en place des mesures de protection dans des proportions variées («amortisseur électricité» pour les PME et collectivités conduisant à une réduction de 10% à 20% du prix hors taxes¹⁶, prix plafond de fourniture à 280 €/MWh hors taxes pour certaines très petites entreprises ayant renouvelé leur contrat au second semestre 2022).

Pour les entreprises ayant conclu des contrats de fourniture au cours de l'année passée, la baisse des prix ne se traduit pas non plus directement dans les factures puisque les fournisseurs ont le plus souvent recours au marché à terme pour proposer des contrats à prix fixe (sans variation horaire comme sur le marché spot). Ainsi, le prix de vente de l'électricité proposé aux

consommateurs finaux dépend souvent du prix à terme au moment de la signature du contrat¹⁷ : les augmentations des références de prix de l'électricité utilisées pour certains contrats de fourniture conclus ces derniers mois correspondent donc aux fortes hausses enregistrées sur les marchés à terme au cours de l'été dernier.

Historiquement, le recours aux marchés à terme a permis d'offrir une relative stabilité des factures d'électricité puisque les prix à terme évoluaient peu. Depuis fin 2021, compte tenu de la forte volatilité du marché gazier et des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement particulièrement en France, les prix à terme ont fortement varié conduisant à ce que le prix de détail proposé par les fournisseurs reflète la date de souscription des contrats. Ainsi, les contrats négociés depuis la fin de l'été intègrent la forte hausse des prix à terme et sont donc nettement plus élevés que ceux souscrits avant le printemps 2022.

Les niveaux de prix de marché et leurs effets sur les factures des consommateurs, même réévalués à la baisse, continuent de générer des fortes tensions sur les finances publiques, via les mesures de protection mises en place, et sur l'économie en général. Au niveau européen, les débats actuels se réorientent maintenant vers une réforme plus structurelle du marché d'électricité. Celle-ci devrait viser à mieux aligner les coûts et les factures payées par les consommateurs d'électricité, tout en maintenant l'efficacité du marché de court terme et les incitations à l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'électricité nécessaires à la décarbonation. Pour préparer cette réforme, il est attendu que la Commission européenne publie de premières propositions sur lesquelles elle recueillera l'avis des parties prenantes. RTE est mobilisé, en soutien des autorités françaises et en transparence vis-à-vis de ses parties prenantes, pour réaliser des études techniques et économiques permettant de préparer cette réforme.

^{16.} <https://www.cre.fr/L-energie-et-vous/references-de-prix-de-l-electricite-pour-les-pme-et-les-collectivites-territoriales>

^{17.} Une partie de leur consommation en ruban peut toutefois être couverte par l'ARENH. Les fournisseurs complètent l'ARENH avec des contrats à terme qui peuvent peser de façon prépondérante dans les factures des consommateurs en situation de prix à terme très élevés, comme durant l'année 2022.