



L'équilibre offre-demande d'électricité

pour l'hiver 2020-2021

SYNTHÈSE :

UN HIVER 2020-2021 TOUJOURS SOUS VIGILANCE PARTICULIÈRE EN SITUATION DE CRISE SANITAIRE, MAIS UNE SITUATION PLUS FAVORABLE QUE CELLE ANTICIPÉE AU PRINTEMPS

À compter de décembre 2020 et jusqu'en mars 2021, l'approvisionnement en électricité de la France est placé sous vigilance particulière.

Cette situation découle essentiellement de la crise sanitaire. Elle a été anticipée dès le printemps 2020, lorsqu'il est devenu évident que le premier confinement désorganisait profondément le programme de maintenance des réacteurs nucléaires, entraînant des conséquences à plus long terme.

Elle se traduit également par une consommation d'électricité durablement inférieure aux prévisions de l'an passé, reflet d'une activité économique en retrait et des mesures sanitaires en vigueur. Mi-novembre 2020, à l'issue de la première semaine du second confinement, la consommation d'électricité était inférieure d'environ 5 % à la projection d'avant-crise.

S'appuyant sur cette vision prévisionnelle, plusieurs mesures correctrices, mobilisant tous les acteurs du système électrique français ont été prises au printemps. Ces mesures portent actuellement leurs fruits en renforçant la sécurité d'alimentation.

D'une part, toute la séquence des arrêts obligatoires de réacteurs nucléaires a été réorganisée pour maximiser la disponibilité du parc nucléaire durant l'hiver – la période où cela est le plus nécessaire – au détriment de l'été et du début d'automne. Cette décision a eu des effets très favorables : il n'y a pas eu de difficulté d'approvisionnement durant l'été, et la disponibilité du parc nucléaire a été maximisée pour l'hiver.

D'autre part, le stock hydraulique a été géré de manière prudente et permet de disposer à date de réserves supérieures aux dernières années.

Enfin, les diverses actions de maîtrise de la consommation d'électricité annoncées par les pouvoirs publics et RTE fournissent de nouveaux leviers. Notamment, la capacité d'effacement de consommation susceptible d'être mobilisée en situation de tension a été augmentée, et le dispositif EcoWatt permettant de solliciter les gestes citoyens en cas de tension sur l'approvisionnement en électricité a été généralisé à l'ensemble du territoire français à compter du mois de novembre.

Dans l'ensemble, la situation prévisionnelle de l'hiver 2020-2021 est désormais significativement plus favorable que celle anticipée au printemps.

Toutefois, l'amélioration de la situation prévisionnelle ne concerne pas tout l'hiver, justifiant de maintenir une vigilance particulière sur l'ensemble de la saison.

L'analyse actualisée du passage de l'hiver – qui fait suite aux études préliminaires du 11 juin et du 18 septembre 2020 – permet de préciser, aujourd'hui, trois périodes spécifiques.

1. De fin novembre aux vacances de Noël, le risque de tension sur l'équilibre offre-demande apparaît significativement réduit du fait d'une disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire en augmentation, avec la remise en service constatée ces dernières semaines et

prévue dans les prochains jours de nombreux réacteurs nucléaires, et de prévisions météorologiques pour l'instant favorables.

2. Le cœur de l'hiver (mois de janvier) présente un profil de risque de même nature que celui des années les plus récentes, déjà placées sous vigilance. La disponibilité du parc nucléaire sera faible pour un mois de janvier, la date de remise en service de plusieurs réacteurs ayant récemment été repoussée à la fin de ce mois. L'évolution de la situation sanitaire constitue également un facteur d'incertitude à cette échéance.

3. Au cours du mois de février et jusqu'à début mars, le niveau de risque sera sensiblement plus élevé que les années passées. À compter de fin janvier, un grand nombre de nouveaux arrêts sont programmés (neuf réacteurs au cours du mois de février, suivis par quatre autres en mars). Certains de ces arrêts correspondent à ceux qui étaient programmés en 2020 et ont été déprogrammés – ils ne peuvent pas être encore repoussés – tandis que d'autres sont prescrits par des contraintes réglementaires.

Durant tout l'hiver, aucune difficulté n'est à attendre si les conditions météorologiques sont normales pour la saison.

En revanche, en cas de situations climatiques particulières combinant situation de froid et absence de vent, des difficultés à approvisionner l'ensemble du territoire sont possibles. Les situations de vigilances en dessous desquelles le recours à des moyens post marché sont possibles – dont en dernière extrémité le délestage ciblé et tournant de consommateurs – correspondront à des températures comprises entre 2 et 7 °C en dessous des normales de saison sur plusieurs jours consécutifs.

Au-delà de la crise sanitaire, qui a accentué les contraintes sur l'approvisionnement en électricité, les situations de tension sur l'équilibre offre-demande – caractérisées par des réserves de production réduites au minimum – sont aujourd'hui structurellement plus probables que par le passé. La France dispose en effet d'un parc de production d'électricité et d'une capacité d'adaptation de la consommation strictement ajustés au critère fixé par les pouvoirs publics¹, sans aucune capacité excédentaire. Au cours des années passées, des capacités de production renouvelable et d'effacement ont été ajoutées mais de nombreuses centrales thermiques au fioul et au charbon ont été fermées ainsi que la centrale nucléaire de Fessenheim cette année, réduisant la capacité disponible. Une telle situation perdurera au moins jusqu'en 2023.

Principaux enseignements de l'analyse

Sur les perspectives pour la consommation

1. La consommation d'électricité n'a pas aujourd'hui retrouvé son niveau antérieur à la crise. En septembre-octobre, elle se situait toujours en retrait de 2 à 3 % par rapport à son niveau habituel, traduisant une activité économique toujours dégradée. Cette situation s'est

légèrement accentuée début novembre avec les nouvelles restrictions sanitaires et le second confinement, conduisant à une consommation diminuée d'environ 5 %.

2. L'évolution rapide de la situation sanitaire et des mesures prises pour contrôler la diffusion de l'épidémie rend très délicat l'établissement de prévisions à moyen terme. Pour les prochains

1. Ce critère public est exprimé sous la forme d'une durée d'appels aux « moyens post marché » et au délestage, qui doit demeurer inférieure en moyenne à trois heures par an.

mois, et dans une situation de grande incertitude sur la situation sanitaire, RTE prévoit, si les mesures sanitaires restent similaires à celles d'aujourd'hui, que la consommation ne retrouvera pas son niveau de long terme. Les analyses intègrent également des transferts sectoriels (moindre consommation dans le secteur industriel, tertiaire et celui des transports, plus forte consommation dans le secteur résidentiel) qui conduisent à ce que l'effet baissier sur la consommation moyenne soit moins prononcé pour la consommation de pointe.

3. Le potentiel d'effacement de consommation mobilisable atteint aujourd'hui de l'ordre de 3,3 GW, soit son niveau le plus élevé depuis dix ans. L'évolution du prix sur le mécanisme de capacité et le soutien public mis en place par le Gouvernement ont conduit à exploiter le maximum du gisement technique mobilisable rapidement.

Sur les perspectives pour la production d'électricité

4. Au cours des derniers mois, la disponibilité du parc nucléaire a évolué conformément aux prévisions, atteignant un niveau particulièrement bas entre juin et septembre. Depuis, à l'exception de certaines situations spécifiques (Flamanville, Bugey), les dates de remise en service annoncées par EDF ont été respectées voire anticipées pour la majorité des réacteurs, conduisant à se situer dans le haut du tunnel de disponibilité prévisionnelle retenu par RTE. La disponibilité du parc nucléaire est actuellement voisine de 45 GW – un niveau en retrait par rapport à la moyenne historique mais supérieur à celui des deux dernières années. RTE table sur une poursuite de la progression de la disponibilité du nucléaire jusqu'en janvier, avant de décliner à nouveau en février, où la disponibilité retrouvera des niveaux sensiblement inférieurs aux années passées.
5. Les stocks hydrauliques demeurent à date à leur niveau le plus élevé par rapport aux dix dernières années.

6. Le développement du parc éolien et solaire se poursuit mais a été ralenti par la crise sanitaire. L'apport de nouvelles capacités par rapport à l'an passé reste limité.
7. Le parc thermique est disponible, à l'exception de la centrale au gaz de Saint-Avoid et de celle au charbon de Gardanne.
8. Le potentiel d'interconnexion sera supérieur à celui de l'an passé avec la mise en service attendue en décembre 2020 de la liaison IFA2 d'une capacité de 1 GW avec le Royaume-Uni. Cette nouvelle liaison s'ajoute à une capacité technique d'import de la France déjà importante (plus de 10 GW d'imports ont déjà été observés, comme par exemple fin février 2018).
9. Il n'existe pas d'alerte spécifique, cet hiver, sur la disponibilité des parcs de production des pays voisins de la France, où la crise sanitaire a eu une moindre influence sur la capacité de production d'électricité.

Sur l'équilibre offre-demande national

10. La situation de vigilance particulière s'ouvrira en décembre et s'achèvera début mars. Les situations de risques correspondent aux grandes vagues de froid comme celles de février 2012 (susceptibles de conduire à des consommations avoisinant 100 GW), ou à des situations de froid moins intenses (avec des consommations de l'ordre de 95 GW) combinées à une absence de vent dans l'ouest de l'Europe. Dans ces situations, le recours aux moyens post marché serait probable (interruptibilité puis baisse de la tension sur les réseaux de distribution), et celui au délestage de consommation possible en tout dernier recours, pour préserver le fonctionnement du système électrique.
11. **Le risque concernant la période de fin novembre – début décembre apparaît aujourd'hui significativement réduit**, du fait des efforts réalisés pour une disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire en augmentation et de prévisions météorologiques pour l'instant favorables (selon les projections à 45 jours).

12. Le risque de situation de grand froid est, comme chaque année, supérieur au cours du mois de janvier, qui concentre habituellement l'essentiel du risque de tension sur l'équilibre offre-demande. Entre début décembre 2020 et janvier 2021, EDF a programmé et annoncé la remise en service d'une dizaine de réacteurs nucléaires, qui seront cruciaux pour maintenir le risque dans des proportions qui seront alors au même niveau que durant les années précédentes.

13. Le niveau de risque sera en revanche sensiblement plus élevé que les années passées au cours du mois de février et début mars. À compter de début février, l'ensemble des réacteurs nucléaires à l'arrêt à l'entrée de l'hiver devraient être remis en service, mais un grand nombre d'autres arrêts sont programmés (neuf réacteurs au cours du mois de février, suivis par quatre autres en mars). Certains de ces arrêts correspondent à ceux qui étaient programmés en 2020 – ils ne peuvent plus être repoussés – tandis que d'autres sont prescrits par des contraintes réglementaires.

14. Durant tout l'hiver, dès lors que les températures seront inférieures aux normales de saison, le fonctionnement du système électrique sera caractérisé par des situations d'import plus fréquentes que la normale. L'ensemble des moyens de production (y compris thermique fossile) ou d'effacement pourra être sollicité.

15. En pratique, les conditions de fonctionnement du système électrique seront marquées par trois facteurs qui demeurent aujourd'hui incertains :

(i) Les conditions météorologiques, qui influencent largement la consommation d'électricité mais également la production (notamment éolienne). Cette incertitude est classique, les modèles météorologiques donnant des prévisions stables sur deux semaines maximum.

(ii) L'évolution de la crise sanitaire, qui pèse sur la consommation et est également susceptible d'entraîner des répercussions sur le potentiel de production comme au printemps dernier. Cette incertitude est nouvelle car elle dépend de l'évolution effective de la pandémie chaque mois et des mesures gouvernementales qui seront prises pour en contrôler la diffusion.

(iii) La remise en service de l'ensemble des réacteurs à l'arrêt, en particulier ceux qui sont concernés par des indisponibilités atypiques (Flamanville 1 et 2, Paluel 2, Bugey 2 et 3). Cette incertitude est nouvelle par son ampleur car l'impact de la crise sanitaire sur le planning de maintenance des réacteurs vient s'ajouter aux possibilités de décalage de remise en service des réacteurs déjà observées par le passé.

Sur l'approvisionnement local

16. Les risques sur l'approvisionnement local apparaissent globalement maîtrisés. La situation est plus sensible sur le grand quart nord-ouest de la France, avec une vigilance sur la disponibilité de l'ensemble des moyens de production disponibles et en particulier celle des réacteurs de Flamanville (considérant la centrale de Cordemais disponible).

17. En fonction du niveau de la consommation et de la disponibilité du parc de production dans la zone, le quart nord-ouest peut se trouver fragilisé. Pour maîtriser le risque associé, le recours local aux moyens post marché pourrait alors être nécessaire.

18. Par rapport à l'an passé, ce risque de recours local aux moyens post marché est sensiblement réduit du fait de la perspective de la remise en service d'au moins un réacteur de Flamanville (dès décembre) ainsi que le raccordement prévu début décembre de la nouvelle liaison IFA2 entre la France et le Royaume-Uni.

TABLE DES MATIÈRES

8

Une baisse sensible de la consommation
en conséquence de la crise sanitaire

16

Une disponibilité du parc nucléaire
historiquement basse pour l'hiver 2020-2021

23

Un contexte favorable pour le reste du parc de production

29

L'approvisionnement en électricité demeure sous vigilance
même si la situation est plus favorable qu'anticipée au printemps

36

Le risque spécifique au Grand Ouest apparaît
maîtrisé durant l'hiver 2020-2021

38

Les leviers sur la consommation pour renforcer
la sécurité d'approvisionnement

44

Annexe

UNE BAISSÉ SENSIBLE DE LA CONSOMMATION EN CONSÉQUENCE DE LA CRISE SANITAIRE

Le premier confinement a eu un effet immédiat et direct sur la consommation d'électricité

La crise sanitaire liée au virus COVID-19, qui s'est propagée à l'échelle mondiale depuis le début de l'année, a eu un impact majeur et immédiat sur la consommation d'électricité en France, dès que les mesures de confinement ont été adoptées.

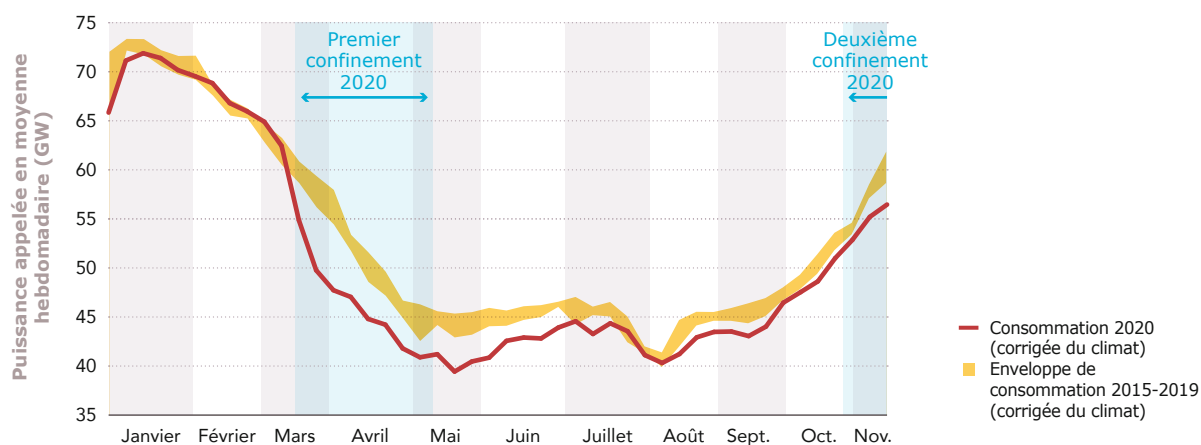
Ainsi, dès les premiers jours de confinement, une baisse importante de la consommation a été enregistrée.

Au plus fort de la crise (deuxième et troisième semaines de confinement), les mesures de confinement ont pu entraîner un impact sur la

consommation d'électricité supérieur à 15%, toutes choses étant égales par ailleurs (consommation à conditions météorologiques équivalentes). Cet impact s'est par la suite réduit sur les semaines suivantes, du fait d'une reprise partielle de l'activité, notamment dans le secteur industriel. À fin avril, l'impact estimé sur la consommation d'électricité nationale n'était plus que de l'ordre de 10%.

À partir de juin et durant l'été, la consommation a retrouvé un niveau plus proche de la normale. Cette reprise est due dans un premier temps au

Figure 1. Impact de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité en France (données corrigées du climat)

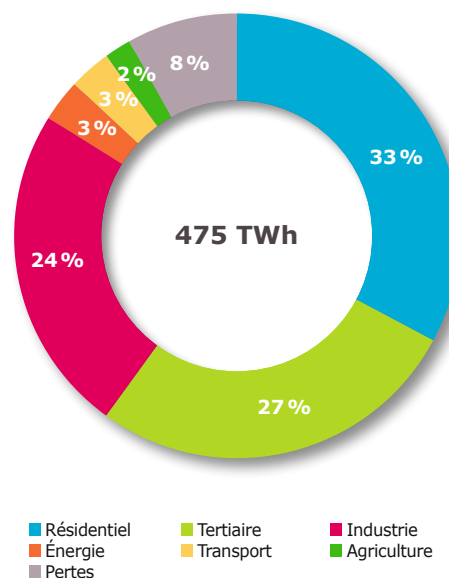


déconfinement qui a vu l'activité des entreprises reprendre partiellement ; puis dans un deuxième temps à la période des congés, au cours de laquelle l'activité des entreprises est habituellement plus faible (l'impact de la crise sanitaire sur l'activité économique pèse donc moins sur la consommation d'électricité). Vers la mi-octobre, la consommation d'électricité demeurait en retrait de 2 à 3 % par rapport à son niveau nominal. Cette réduction concerne l'industrie et le secteur tertiaire, directement dépendants de l'activité économique.

À compter de fin octobre puis de début novembre, le renforcement des mesures sanitaires (couvre-feux dans les métropoles, puis le second confinement selon des modalités allégées par rapport au premier) a entraîné une nouvelle diminution de la consommation, mais beaucoup plus modérée qu'au printemps. Un effet baissier supplémentaire est observé depuis le début du second confinement, portant la diminution de la consommation à environ 5 % par rapport à son niveau nominal. Cette diminution reste à confirmer sur la durée.

À un périmètre plus fin, les effets de la crise sanitaire ont été contrastés selon les secteurs de consommation. Les analyses sectorielles visent à en fournir une première estimation. Le poids relatif

Figure 2. Répartition sectorielle de la consommation d'électricité en France en 2019 (France continentale, en données corrigées de l'aléa climatique)



des différents secteurs dans la consommation française d'électricité est présenté sur la figure 2.

Dans le secteur résidentiel : un léger effet haussier du confinement

Compte tenu d'une présence renforcée des occupants dans les logements, la consommation du secteur résidentiel a connu une légère hausse de la consommation durant le premier confinement, de l'ordre de 4 %, due à une présence accrue au domicile (télétravail, chômage partiel...).

L'effet haussier d'une présence accrue au domicile sur la consommation résidentielle demeure toutefois limité, et porte essentiellement sur :

- les technologies de l'information et de la communication (TIC), avec une utilisation plus intensive des ordinateurs, des téléviseurs et consoles de jeux ;

- la cuisson, du fait d'un plus grand nombre de repas méridiens pris à domicile ;
- plus marginalement, le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire.

Les autres usages n'ont a priori été que peu affectés par la période de confinement.

Au global, l'impact haussier de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité du secteur résidentiel sur les neuf premiers mois de l'année, essentiellement lié à la première période de confinement, est estimé à environ 1 TWh (soit 0,6 % environ de la consommation annuelle des ménages), dont plus des trois quarts liés aux TIC.

Dans le secteur tertiaire : un effet hétérogène selon les différentes branches d'activité

L'activité de services a subi un fort ralentissement lié aux mesures de confinement, puis aux mesures sanitaires adoptées depuis. Cette baisse d'activité a affecté de façon très diverse les différentes branches constitutives du secteur tertiaire : notamment, le secteur de l'hébergement et de la restauration a été particulièrement touché et, dans une moindre mesure, les commerces et les bureaux (avec notamment un fort recours au télétravail).

Ce sont essentiellement les usages liés au nombre d'occupants – eau chaude sanitaire, cuisson, froid, éclairage, numérique, etc. – qui ont été le plus affectés, alors que les usages thermiques du bâtiment, chauffage et climatisation/ventilation, ne l'ont été que plus modérément.

Par ailleurs, les consommations du tertiaire hors bâti (assainissement, gestion des déchets, bâtiment-construction, éclairage public, gestion d'immeubles, télécommunications...) devraient être globalement peu affectées, à l'exception notable de celle du secteur de la construction sur lequel l'arrêt des chantiers pendant le confinement et l'effet d'une conjoncture morose sont de nature à réduire l'activité.

Au global, du fait du premier confinement, la baisse de consommation du secteur tertiaire est estimée à environ 4,5 TWh (soit 3,5% de la consommation annuelle du secteur) sur les neuf premiers mois de 2020 par rapport à la même période de 2019, cette baisse portant pour plus de la moitié sur les branches des bureaux, du commerce et des cafés, hôtels, restaurants.

Dans le secteur de l'industrie : un impact majeur de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité en 2020

L'activité productrice de l'industrie a été très fortement affectée par la crise sanitaire, avec les mesures qui ont conduit à l'arrêt de nombreux sites de production. En outre, l'industrie a subi le contrecoup de la fermeture des canaux de distribution, de la chute de la demande de biens manufacturés, de l'absentéisme ou des difficultés logistiques induites par le confinement.

Le choc éprouvé par l'industrie peut être appréhendé au travers de l'évolution de l'indice de production industrielle (IPI) publié par l'INSEE. La figure 3 fournit l'évolution depuis 2015 de l'IPI de l'industrie manufacturière, ainsi que de quelques branches de l'industrie.

L'industrie manufacturière a globalement vu son activité² chuter brutalement avec la mise en place du confinement à partir du 18 mars, avec une chute de 37% en avril par rapport au niveau d'avant-crise. L'activité a par la suite repris progressivement de la vigueur pour ne plus afficher qu'une baisse de niveau de 7% en août par rapport à celui d'avant-crise.

Cette évolution globale masque toutefois des disparités extrêmement marquées selon les secteurs industriels : certains secteurs, comme la production automobile, ont été particulièrement affectés, alors qu'à l'opposé les industries agroalimentaires ont été beaucoup moins touchées que les autres

2. Indice de production corrigé des variations saisonnières et des jours ouvrables (source INSEE)

Figure 3. Évolution de l'indice de production dans l'industrie (base 100 en 2015)

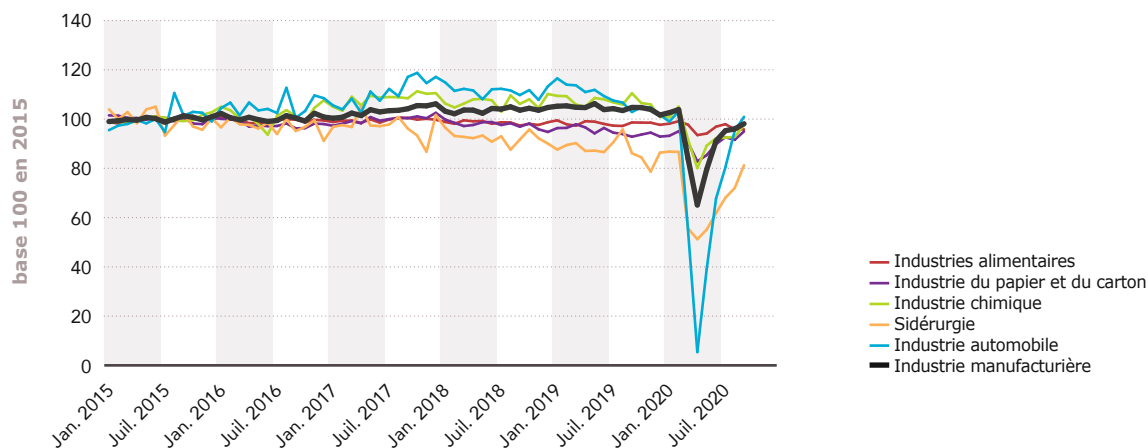
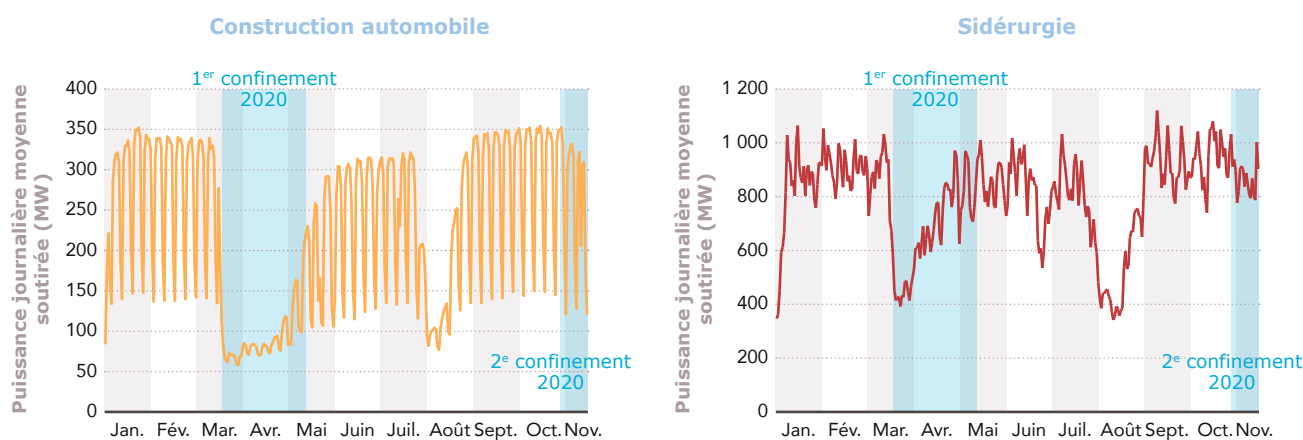


Figure 4. Évolution de la consommation électrique des sites industriels de construction automobile et de sidérurgie raccordés au réseau de transport (données non corrigées des variations saisonnières, hors autoconsommation)



branches par la crise (comme cela avait déjà été le cas en 2008-2009), du fait du caractère essentiel de leur production.

Cette évolution de l'activité productrice s'est traduite mécaniquement par une évolution similaire de la consommation électrique des sites industriels. En particulier, la baisse très marquée d'activité dans la construction automobile et dans la sidérurgie a

induit une contraction proportionnelle de la consommation de ces secteurs durant le confinement.

Au total, la baisse de consommation du secteur industriel est estimée à environ 8,5 TWh (soit 7,5% de la consommation annuelle du secteur) sur les neuf premiers mois de 2020 par rapport à la même période de 2019, essentiellement du fait du confinement du printemps.

Dans le secteur des transports : un effet mécanique du confinement et des mesures sanitaires

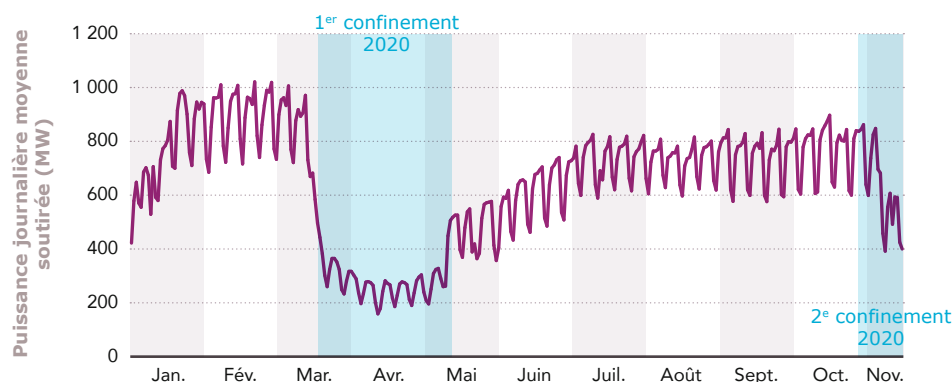
La consommation électrique du secteur des transports est aujourd'hui encore très fortement liée au transport ferré, qui en représente plus de 92 %, et notamment au transport ferré interurbain (SNCF) qui en constitue les deux tiers.

La période de confinement a naturellement eu un effet direct et immédiat sur la consommation du transport ferré interurbain : en avril, celle-ci a

chuté de plus de 70 % par rapport au mois d'avril de l'année précédente. Après le déconfinement, le niveau de baisse s'est progressivement réduit pour atteindre 9 % en août.

Sur les neuf premiers mois de l'année, la consommation du transport ferré interurbain s'inscrit en baisse d'environ 1,5 TWh entre 2019 et 2020 (soit 19 % de sa consommation annuelle).

Figure 5. Évolution de la consommation électrique du transport ferroviaire raccordé au réseau de transport (données non corrigées des variations saisonnières, hors autoconsommation)



Dans l'ensemble, une baisse de la consommation intérieure importante a été constatée lors du premier confinement et la consommation n'avait pas retrouvé son niveau antérieur à la crise avant le second. Tous effets confondus, la baisse de la consommation intérieure d'électricité, corrigée des aléas climatiques, sur les neuf premiers mois de l'année entre 2019 et 2020 a été d'environ 14,5 TWh (soit 3 % environ de la consommation annuelle), baisse très majoritairement due aux effets de la crise sanitaire et économique.

Les perspectives pour les mois à venir ne tablent pas sur un retour rapide à la normale

Face à une crise sanitaire dont les effets sont d'une ampleur inédite à ce jour, et compte tenu de la deuxième vague en cours et des mesures sanitaires qui sont prises au fur et à mesure de son développement, il est délicat de projeter des dynamiques de retour progressif à la normale. Les ressorts de l'évolution de la consommation d'électricité dans les prochains mois demeurent empreints d'une très grande incertitude.

L'activité économique de la France devrait rester affectée plusieurs mois voire plusieurs années par les conséquences économiques de cette crise sanitaire. La rapidité de la reprise de l'activité économique sera soumise à des contraintes d'offre (difficultés d'approvisionnement, hétérogénéité des profils de reprise progressive selon les secteurs, etc.) et de demande (baisse probable du revenu des ménages et des entreprises, climat d'incertitude, etc.), ce qui rend particulièrement délicat la prévision de l'ampleur et de la dynamique de la reprise de l'activité économique.

Ce profil de sortie de crise va avoir un impact de premier ordre sur celui de l'évolution de la consommation d'électricité, les fluctuations conjoncturelles

de l'activité économique demeurant le principal facteur d'incertitude sur un horizon de court et moyen terme.

En octobre, le consensus des économistes³ envisageait une baisse de PIB de 9,5% en 2020, suivie d'un rebond de 6,7% en 2021. Il s'agit là de valeurs médianes sur un panel d'une vingtaine de prévisions, présentant des écarts assez élevés qui traduisent de fortes incertitudes.

Le nouveau confinement, annoncé le 28 octobre 2020, va encore renforcer la baisse d'activité sur l'année 2020 : le ministère de l'économie estime le retrait de l'activité économique durant cette période à 15%. Ce recul est significatif, mais il reste deux fois moins élevé que lors du premier confinement (une baisse d'activité de l'activité de 30% a été mesurée durant le mois d'avril), en raison du caractère moins contraignant des mesures sanitaires mises en place depuis début novembre par rapport au confinement du printemps. De manière générale, le ministère de l'économie anticipe désormais une baisse annuelle du PIB d'environ 11% pour l'année 2020.

3. Consensus Forecasts du 12 octobre 2020

Un niveau de consommation encore affecté par la crise sanitaire et économique cet hiver

Compte tenu des incertitudes sur la demande d'électricité à court terme dans un contexte de pandémie, différents scénarios d'évolution de la consommation sont possibles pour mener l'étude de sécurité d'approvisionnement.

Les résultats présentés dans ce document reposent sur un scénario de diminution moyenne de la consommation d'électricité durant l'hiver de 2%, traduisant la permanence de conditions économiques dégradées mais également la perspective d'une levée de certaines mesures sanitaires comme le confinement au cours des prochaines semaines.

Une telle contraction de la demande, qui reste dans la continuité des tendances observées avant le second confinement, serait due pour plus de moitié au secteur industriel, dont le niveau de production ne devrait pas avoir retrouvé entièrement son niveau d'avant-crise cet hiver, et pour un tiers environ au secteur tertiaire, l'activité de certaines branches (restauration, bureaux, commerces non essentiels...) devant rester bridée.

La diminution de la consommation lors de l'hiver serait plus importante en cas de prolongations des mesures sanitaires adoptées début novembre avec le second confinement, qui ont conduit – lors de la seconde semaine de novembre – à un effet de l'ordre de 5%. L'effet de ces nouvelles mesures est toutefois sensiblement plus modéré que celui

constaté lors du premier confinement d'après les données actuellement disponibles :

- ▶ le secteur industriel semble peu affecté par ce second confinement, compte tenu des assouplissements apportés aux mesures sanitaires pour éviter d'arrêter l'économie ;
- ▶ le transport ferroviaire interurbain de passagers (qui représente un peu moins de la moitié de la consommation électrique du transport) devrait être marqué par la forte réduction de l'offre de TGV annoncée récemment, mais les transports ferrés urbains ne devraient être que très peu touchés, contrairement à ce qu'il s'était passé lors du premier confinement ;
- ▶ pour le secteur tertiaire, les mesures sanitaires sont aussi contraignantes que celles adoptées lors du premier confinement avec un recours au télétravail hétérogène selon les entreprises ;
- ▶ *a contrario*, l'assouplissement des mesures (pas d'arrêt de production industrielle, ouverture des écoles...) devrait minorer le léger impact haussier sur la consommation dans le secteur résidentiel.

Cette tendance reste à confirmer sur la durée et devrait se résorber en partie en cas de levée du confinement ou d'assouplissement de certaines mesures.. Dans le cas où elle se prolongerait, la probabilité de tensions sur l'équilibre entre production et consommation d'électricité diminueraient également (*voir page 32*).

L'effet attendu sur les pointes de consommation sera plus modéré

Les analyses de sécurité d'approvisionnement ne sont pas fondées sur une vision moyenne de la consommation, mais sur des projections de la demande horaire en fonction des différentes conditions météorologiques.

Si la crise sanitaire a largement affecté le secteur industriel, dont le profil des appels de puissance est relativement plat sur l'année et peu sensible aux conditions climatiques, elle n'affecte en revanche que modérément d'autres usages qui présentent la caractéristique d'être thermosensibles. Ceux-ci sollicitent le système électrique en période de vague de froid et sont davantage présents chez les particuliers, les professionnels et dans le secteur tertiaire.

En particulier, l'effet associé à une généralisation du télétravail sur les profils de consommation demeure incertain et fait l'objet d'analyses complémentaires.

De ce fait, les appels de puissance devraient se contracter moins fortement que la consommation en énergie.

RTE estime ainsi que l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix»⁴ (assimilable à la puissance maximale appelée au cours d'une vague de froid décennale) ne se contracte que de 1,3% sur l'hiver 2020-2021 (voir p. 32).

4. La pointe «à une chance sur dix» est un indicateur du Bilan prévisionnel en puissance représentatif du niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver.

UNE DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLÉAIRE HISTORIQUEMENT BASSE POUR L'HIVER 2020-2021

Des conséquences majeures de la crise sanitaire sur la disponibilité du parc nucléaire

La crise sanitaire, lors du premier confinement, a ralenti les activités de maintenance des centrales de production, notamment les travaux programmés sur les réacteurs nucléaires. L'indisponibilité des réacteurs qui étaient à l'arrêt lors du premier confinement a donc été prolongée et les protocoles sanitaires mis en œuvre ont conduit EDF à augmenter la durée prévisionnelle des arrêts pour tous les réacteurs.

Dans un premier temps, EDF a significativement revu à la baisse ses prévisions de production pour les années 2020, 2021 et 2022⁵ (spécifiquement

pour 2020 : les dernières communications évoquent entre 325 et 335 TWh contre une cible de 375 à 390 TWh avant la crise), et publié de nouveaux calendriers d'arrêt de tranches faisant état d'une disponibilité très dégradée sur l'hiver à venir.

Les répercussions de la crise sanitaire sur l'approvisionnement en électricité et les évolutions de calendrier des arrêts ont été présentées au sein d'analyses prévisionnelles publiées par RTE dès le 8 avril⁶, puis réactualisées et complétées le 11 juin⁷ et le 18 septembre⁸ 2020.

La disponibilité au cœur de l'hiver a été optimisée par des réaménagements successifs

Depuis, EDF a procédé à des réaménagements successifs du calendrier des arrêts, permettant de revoir sensiblement à la hausse la disponibilité du parc nucléaire lors de l'hiver par rapport aux premières prévisions du printemps⁹.

Certains réacteurs ont notamment été mis à l'arrêt de manière préventive durant l'été pour économiser du combustible, dans le sens qui avait été encouragé par RTE dans son analyse du 11 juin 2020, et dans une logique d'optimisation

5. <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/cp/2020/2020-04-16-cp-edf-revise-estimation-annuelle-production-electricite-nucleaire.pdf>

6. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-09/Impacts-crise-sanitaire-COVID-19-systeme-electrique.pdf>

7. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/Analyse_preliminaire_hiver_2020-2021_-_VFinale-pdf.pdf

8. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-09/Analyse-securite-approvisionnement-hiver_sept2020.pdf

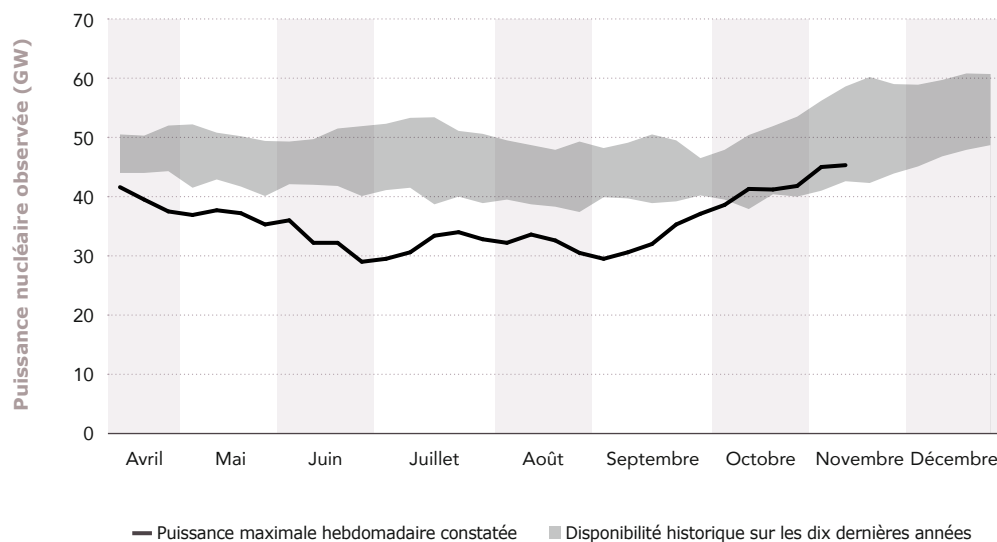
9. https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/cp/2020/2020-10-14-cp-certifie_groupe-edf-actualise-prevision-de-production-nucleaire-en-france-2020.pdf

économique renvoyée par les marchés de l'énergie et de la capacité. Les effets cumulés de la modulation de réacteurs, de l'arrêt temporaire pour causes environnementales, ou encore de l'allongement spécifique des opérations sur certaines tranches (indépendamment de la crise sanitaire ou non) ont ainsi conduit à une disponibilité du parc – historiquement faible – d'environ 30 GW à mi-septembre. **Cette situation était anticipée dès le printemps : elle a conduit à une situation d'exploitation atypique cet été, en particulier au cours du mois de septembre (bilan nettement importateur, fonctionnement des centrales à charbon, prix de marché élevés) mais sans engendrer de risque sur la sécurité d'approvisionnement.**

Ces modifications du programme de maintenance ont porté leurs fruits, en permettant de maximiser la disponibilité durant l'hiver – là où le risque sur la sécurité d'approvisionnement est réel.

Au cours des dernières semaines, EDF a en plus régulièrement actualisé son planning de maintenance des centrales nucléaires et revu à la baisse la durée prévisionnelle de certains arrêts. Plusieurs réacteurs ont ainsi été remis en service récemment de manière anticipée par rapport aux plannings annoncés en juin et en septembre 2020, amenant la capacité disponible mi-novembre aux alentours de 45 GW. D'autres arrêts initialement prévus en partie sur le cœur de l'hiver devraient également s'achever de manière anticipée entre fin novembre et début décembre. L'évolution des plannings déclarés par le producteurs est présentée en annexe.

Figure 6. Puissance nucléaire maximale hebdomadaire constatée depuis le début de la crise sanitaire en 2020



Une amélioration des prévisions de disponibilité nucléaire contrebalancée par le décalage de certains arrêts spécifiques

L'effet positif des récents réaménagements de calendrier d'opérations et des retours prévus en anticipation des annonces précédentes est toutefois en partie contrebalancé par l'allongement des durées d'arrêt de certains réacteurs. Ces allongements sont le plus souvent constatés sur des arrêts «atypiques», dont la nature et la durée ne s'apparentent pas à la typologie généralement admise (visite décennale, visite périodique, arrêt pour simple rechargement).

Cinq réacteurs sont actuellement concernés par des arrêts atypiques :

- 1.** les réacteurs de Bugey n°2 (à l'arrêt depuis janvier 2020 dans le cadre d'une quatrième visite décennale qui était supposée s'achever en septembre 2020) et n°3 (à l'arrêt depuis mai 2020 dans le cadre d'un arrêt pour simple rechargement ayant suivi un premier arrêt fortuit). Ces deux réacteurs ont fait l'objet de demandes spécifiques de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire. Leur remise en service est actuellement annoncée pour la fin du mois de janvier (contre novembre précédemment) pour des raisons indépendantes de la crise sanitaire ;
- 2.** les réacteurs de Flamanville n°1 (à l'arrêt depuis septembre 2019 dans le cadre d'un arrêt

ayant suivi sa troisième visite décennale) et n°2 (à l'arrêt depuis janvier 2019 dans le cadre de sa troisième visite décennale). Le site a été placé sous surveillance renforcée par l'Autorité de sûreté nucléaire en septembre 2019 suite aux difficultés rencontrées depuis mi-2018. La remise en service de ces réacteurs a été plusieurs fois repoussée au cours des derniers mois, et était jusqu'à il y a peu annoncée pour fin octobre 2020. Elle est désormais annoncée pour le 30 novembre 2020 pour le réacteur n°2, et pour fin janvier 2021 pour le réacteur n°1.

- 3.** Le réacteur de Paluel n°2, à l'arrêt depuis octobre 2019, après l'avoir été durant environ trois ans entre 2015 et 2018 suite à la chute d'un générateur de vapeur durant des opérations de maintenance relevant de la troisième visite décennale du réacteur. La remise en service du réacteur est annoncée pour le 31 décembre 2020, une échéance qui n'a pas varié au cours des derniers mois.

Pour ces arrêts atypiques, la durée d'indisponibilité totale constatée dépasse largement la moyenne. Ainsi, dans le cadre de l'analyse du passage de l'hiver, RTE estime que la probabilité d'allongement des durées d'indisponibilité est plus importante, et utilise des règles de prudence pour l'encadrer.

En synthèse, des effets contrastés des différentes redéclarations de planning depuis le début de la crise sanitaire

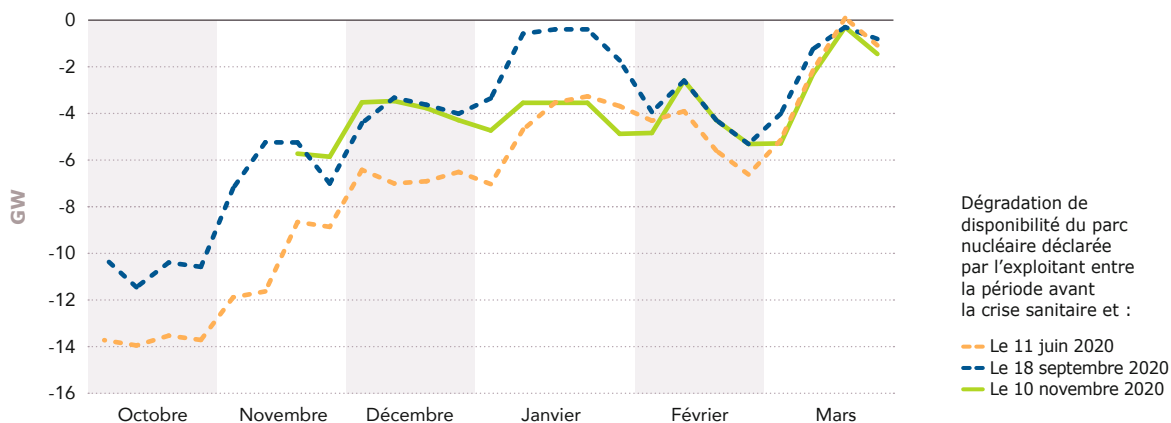
Les évolutions opérées sur le calendrier prévisionnel des arrêts ont eu des effets distincts selon les périodes de l'hiver.

D'une part, entre mi-juin 2020 et mi-septembre 2020, la reprise de l'activité constatée durant l'été a permis de valider des hypothèses plus optimiste sur la durée globale des arrêts en cours ou prévu à l'automne. Ceci s'est traduit par une première amélioration du diagnostic et par une réelle amélioration de la disponibilité constatée en exploitation.

D'autre part, entre mi-septembre 2020 et la présente étude du passage de l'hiver, des remises en service anticipées ont eu lieu, conduisant à encore améliorer la disponibilité prévisionnelle du parc sur le début d'hiver électrique (novembre-décembre), mais également à la dégrader en janvier (du fait des allongements annoncés sur les réacteurs de Bugey et Flamanville).

Le niveau de disponibilité annoncé par l'exploitant demeure toutefois sensiblement en-deçà des prévisions d'avant crise, jusqu'à 5 GW sur certaines semaines de l'hiver prochain.

Figure 7. Dégradation de disponibilité hebdomadaire nucléaire sur l'hiver déclarée par l'exploitant entre la période avant la crise sanitaire (au 4 mars 2020) et les échéances de publications de RTE de juin, septembre et novembre 2020



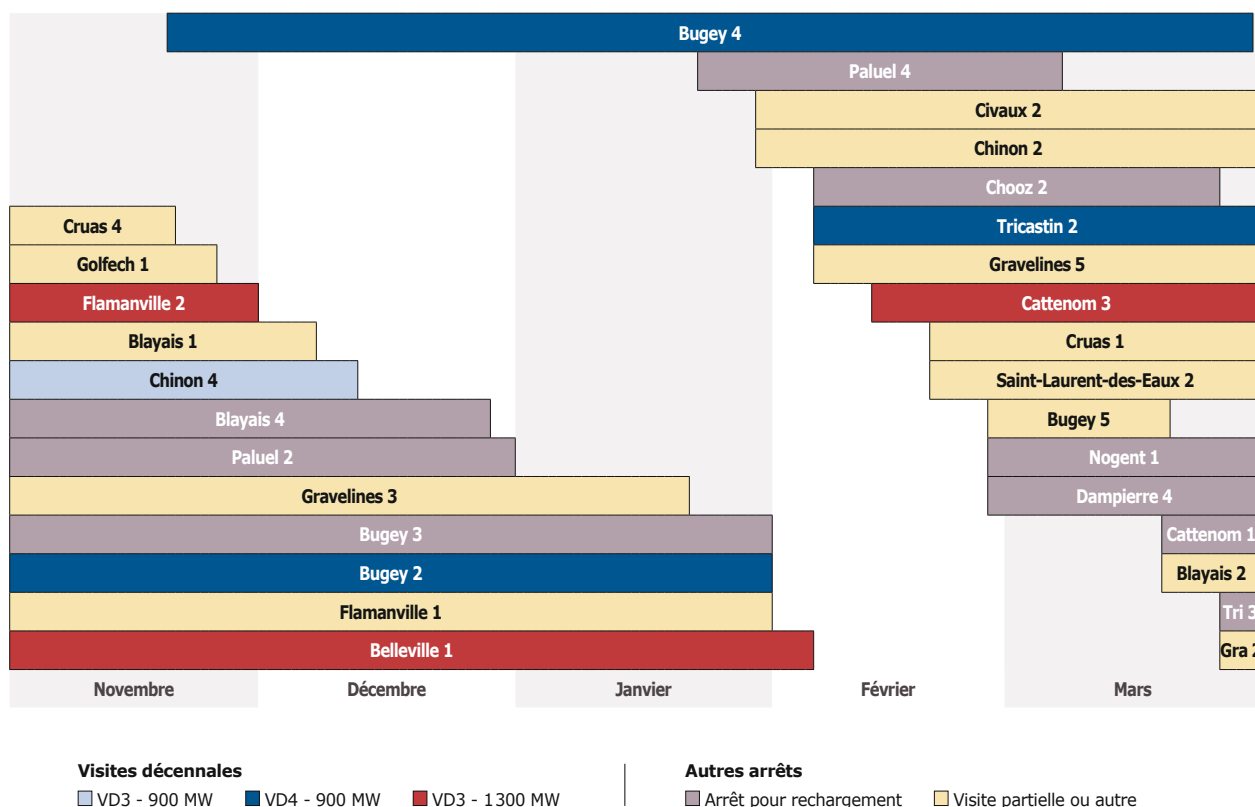
Un nombre important de remises en service de réacteurs nucléaires est prévu au cœur de l'hiver, avant de nombreux nouveaux arrêts prévus à partir de février

Les récentes modifications notifiées par EDF sur le calendrier des arrêts programmés amènent ainsi à un nombre important de retours de réacteurs tout au long de l'hiver, et en particulier sur les mois de novembre et décembre.

Entre novembre et mi-décembre, de nombreuses remises en services sont programmées : cinq en novembre (dont trois ont déjà eu lieu), puis trois

entre début et mi-décembre (dont le réacteur n°2 de Flamanville). Dans le même temps, un seul arrêt est programmé : celui du réacteur n°4 de Bugey, dont la quatrième visite décennale doit démarrer le 22 novembre 2020 et se dérouler jusqu'en juillet 2021. Cet arrêt a déjà été repoussé de plusieurs semaines dans le cadre des mesures de réaménagement décidées au printemps 2020, et un nouveau report a été exclu du fait des contraintes

Figure 8. Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2020-2021¹⁰
(source : plateforme de transparence européenne, au 10 novembre 2020)



¹⁰. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus de deux semaines sont représentés en figure 8.

importantes sur le site de Bugey où doivent s'enchaîner les visites décennales des quatre réacteurs en fonctionnement d'ici 2022.

Entre fin décembre 2020 et fin janvier 2021, la remise en service de six réacteurs est programmée : deux fin décembre, un mi-janvier, et trois fin janvier. Néanmoins, cette période est supposée concentrer la remise en service de quatre des cinq réacteurs dont l'indisponibilité obéit à un profil atypique (Paluel 2, Flamanville 1, Bugey 2 et 3). L'estimation centrale de RTE intègre la probabilité d'un allongement supplémentaire de l'indisponibilité de plusieurs de ces réacteurs.

La disponibilité du parc nucléaire devrait ainsi atteindre son maximum vers la fin du mois de janvier. Elle déclinera à partir de ce moment sous l'effet de plusieurs mises à l'arrêt de réacteurs, qui ne seraient compensées que par une seule remise en service (fin de la troisième visite décennale du réacteur de Belleville n°1). Entre fin janvier et mi-février 2021, neuf réacteurs seront arrêtés (deux réacteurs du palier 1 450 MW, deux du palier

1 300 MW et enfin cinq du palier 900 MW). Puis, fin février, trois nouveaux arrêts sont programmés, avant quatre autres à la fin du mois de mars.

Dans l'ensemble, ce volume d'arrêts est particulièrement important au regard des hivers précédents (en moyenne au cours des dernières années, de l'ordre de 2 à 4 réacteurs étaient concernés par une mise à l'arrêt au cours de la seconde partie du mois de février). Il s'explique par deux facteurs :

- Les conséquences des réaménagements décidés au printemps dernier : les visites périodiques ou arrêts pour rechargement des réacteurs Civaux 2, Chinon 2, Chooz 2, Cruas 1, Gravelines 5, ont été repoussées de 2020 à 2021, celle de Saint-Laurent 2 de janvier à février 2021, un arrêt programmé pour le réacteur de Bugey 5 a été reprogrammé de novembre 2020 à mars 2021 ;
- Le programme d'arrêt initialement très chargé pour l'année 2021, sur lequel RTE avait déjà mis l'accent dans le précédent Bilan prévisionnel. À ce titre, les réacteurs de Cattenom 3 et de Tricastin 2 sont concernés par des visites décennales qui ne peuvent être déplacées.

RTE anticipe une disponibilité historiquement basse du parc nucléaire à compter de janvier 2021

Les décalages temporels constatés par le passé par rapport aux annonces initiales ainsi que les retards successifs sur les durées d'arrêts particulièrement longues de tranches (Flamanville 1 et 2, Paluel 2, voire Bugey 2 et 3) font peser un climat d'incertitudes sur le niveau de disponibilité effective du parc nucléaire pendant l'hiver, en particulier compte tenu du très grand nombre de retours prévus d'ici à la fin du mois de janvier (près d'une douzaine).

Aussi, dans la continuité de la démarche réaliste, fondée sur le passé, adoptée par RTE dans les derniers Bilans prévisionnels et analyses saisonnières, le scénario construit pour établir l'analyse de sécurité d'alimentation sur l'hiver à venir considère-t-il

des durées d'allongement des travaux pour tout l'hiver 2020-2021, se montant au total à :

- pour les arrêts longs : trois semaines pour Flamanville 2, Bugey 2 et 3, quatre semaines pour Paluel 2, et six semaines pour Flamanville 1 ;
- une semaine pour la moitié des réacteurs dont les retours sont prévus d'ici à la fin du mois de novembre ;
- deux semaines pour tous les autres arrêts.

Une hypothèse de montée en charge graduelle (sur plusieurs jours) au retour de chaque tranche ainsi que la prise en compte des variations de puissances maximales disponibles et d'arrêts fortuits en cohérence avec les observations passées sur les derniers hivers sont par ailleurs considérées.

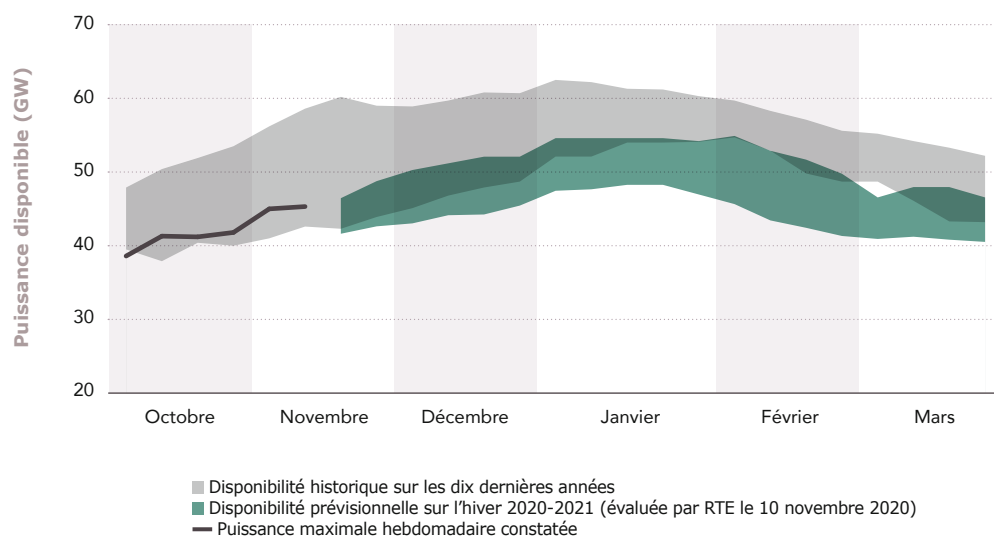
Afin de refléter ces incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire, RTE affiche une enveloppe sur la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire.

Le haut de l'enveloppe est construit en considérant que les dates effectives de remise en service correspondent à celles actuellement déclarées sur les registres de transparence, et en retenant une configuration particulièrement favorable sur les indisponibilités fortuites (très peu de nouveaux arrêts imprévus sont considérés). À l'inverse, le bas de l'enveloppe considère des prolongations d'arrêt plus importantes et un niveau d'indisponibilité fortuite

nettement dégradé. L'amplitude de l'enveloppe varie selon les semaines et s'établit par exemple à 7 GW en janvier, correspondant d'une part à l'incertitude sur les dates de retours prévues et à l'incertitude sur le nombre de réacteurs susceptibles d'être concernés par des indisponibilités fortuites.

Dans ces circonstances, en dépit des améliorations de calendrier effectuées par l'exploitant, l'hypothèse d'une disponibilité du parc nucléaire historiquement faible durant l'hiver – et notamment à compter de janvier – est donc maintenue.

Figure 9. Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire par rapport à l'historique (moyenne hebdomadaire en intégrant les arrêts fortuits)



UN CONTEXTE FAVORABLE POUR LE RESTE DU PARC DE PRODUCTION

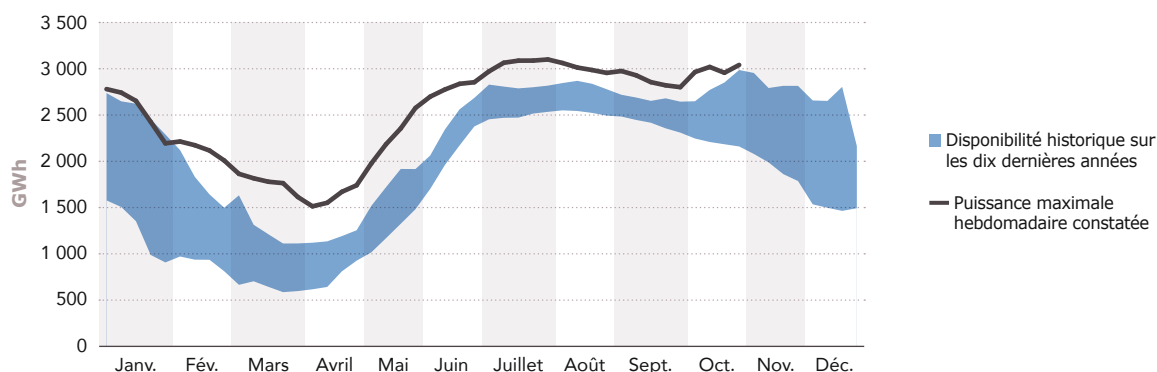
Des stocks hydrauliques au plus haut

La baisse de la consommation et une gestion prudente des exploitants de capacité hydraulique ont permis d'aborder cet hiver avec des stocks hydraulique à un niveau nettement supérieur à celui des hivers précédents.

Ces stocks hydrauliques importants contribueront à sécuriser l'exploitation du système durant l'hiver 2020-2021. L'apport à la sécurité

d'approvisionnement de ce haut niveau de remplissage des réservoirs hydrauliques reste relativement limité sur des situations ponctuelles de tension sur l'équilibre offre-demande mais permet de mieux faire face à une situation de tension prolongée et est équivalent à une puissance supplémentaire de quelques centaines de mégawatts par rapport à une situation typique de remplissage des réservoirs.

Figure 10. Évolution du stock hydraulique¹¹



11. L'évolution du stock hydraulique présentée sur cette figure correspond à l'«énergie de tête» du stock hydraulique français, c'est-à-dire celle que l'on peut produire sur la (seule) centrale directement rattachée au réservoir en fonction de son remplissage.

Le développement de l'éolien et du solaire s'est légèrement poursuivi

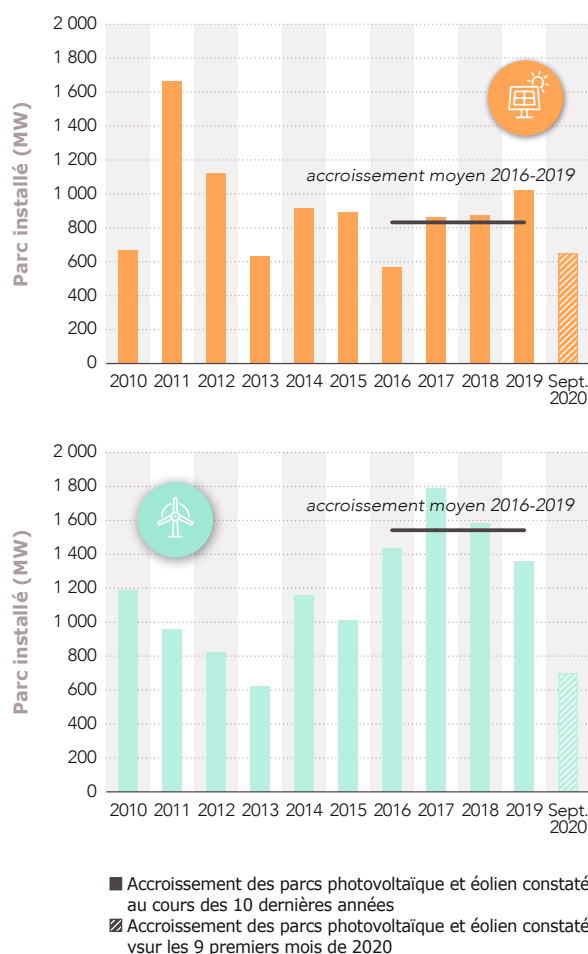
Même si elle n'est pas pilotable, la production éolienne contribue significativement à l'équilibre du système. Son facteur de charge moyen est d'un peu moins de 30 % en hiver (contre de l'ordre de 23 % en moyenne sur l'année).

Ce facteur de charge peut atteindre des valeurs notablement plus basses, même au cœur de l'hiver. À titre d'exemple, au début de l'année 2017, des facteurs de charge journaliers moyens d'environ 6 % et des minima de l'ordre de 1 % ont été enregistrés. Les analyses prévisionnelles du passage de l'hiver ou du Bilan prévisionnel couvrent l'ensemble des situations possibles au travers d'une analyse probabiliste et intègrent donc ces valeurs minimales.

La production photovoltaïque quant à elle est absente en début de soirée, lors de la pointe quotidienne hivernale de consommation. Cependant, elle contribue à améliorer marginalement la disponibilité globale de l'offre à la pointe du soir car elle permet une moindre sollicitation de la production, notamment hydraulique, en cours de journée.

La crise sanitaire et les mesures de confinement ont pesé sur le rythme de raccordement des filières éolienne et photovoltaïque. Ainsi, les volumes de raccordement constatés sur les trois premiers trimestres de 2020 sont en retrait par rapport à ceux sur la même période de l'année 2019 (700 MW d'éolien raccordés contre 800 MW l'année précédente ; 650 MW de photovoltaïque contre 830 MW en 2019). À fin septembre 2020, le parc installé atteint ainsi environ 17,2 GW pour l'éolien et 10,2 GW pour le photovoltaïque.

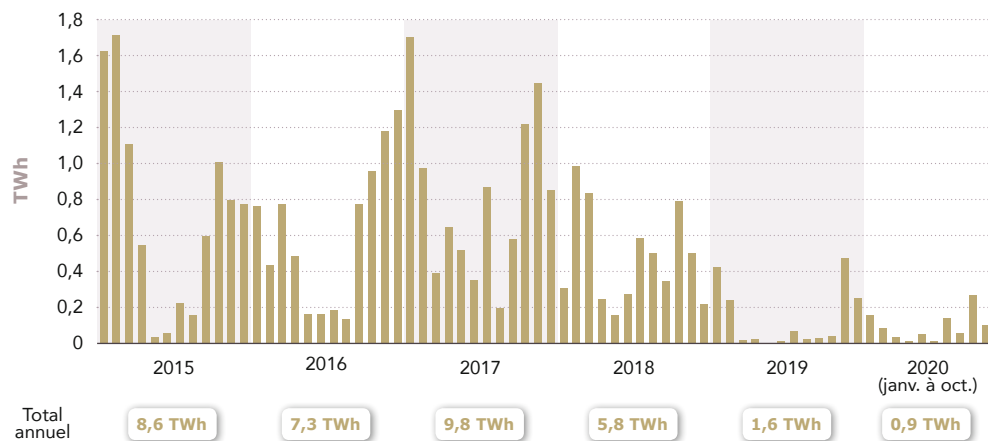
Figure 11. Évolution des parcs éolien et photovoltaïque



Un parc thermique globalement disponible pour l'hiver

Le parc thermique n'a pour sa part pas été affecté par la crise sanitaire. La très grande majorité des entités de production sont opérationnelles, à l'exception de deux centrales :

- Le cycle combiné au gaz de Saint-Avold est déclaré comme hors service jusqu'à mi-2021 du fait d'une avarie sur son transformateur principal.

Figure 12. Production mensuelle des centrales au charbon

- La centrale au charbon de Gardanne n'a fonctionné que quelques heures depuis le début du mois de janvier 2019, du fait de mouvements sociaux qui ont débuté en décembre 2018. Le groupe est resté à l'arrêt depuis, y compris lors des périodes de prix plus élevés qui ont conduit les trois autres centrales au charbon (Cordemais, Le Havre et Saint-Avold) à fonctionner. Le groupe au charbon de Gardanne est aujourd'hui déclaré à l'arrêt jusqu'à la fin de l'année par son exploitant.

Du fait de la faible disponibilité du parc nucléaire au cours de l'été, les centrales au charbon ont parfois fonctionné au cours des mois d'août et septembre 2020. Cette situation a suscité l'incompréhension de certains observateurs du système. Il convient néanmoins de relativiser largement les enseignements que l'on peut en tirer.

D'une part, une fois évalués sur le temps long, ces épisodes de production apparaissent plutôt rares et n'ont pas porté sur des volumes importants. Ils se sont ainsi inscrits en très net retrait par rapport aux moyennes historiques.

D'autre part, cette situation était prévue et cohérente avec la situation du système électrique. La très faible disponibilité du parc au cours des

mois d'août et septembre a conduit, comme RTE l'avait annoncé dans son analyse de mi-juin 2021, à solliciter davantage le parc thermique français, les effacements de consommation ou encore les imports depuis les pays voisins. Dans ce contexte, les centrales au charbon ont été démarrées par leur exploitant lorsque les conditions de marché étaient favorables (prix élevés, notamment durant les périodes de faible production éolienne qui ont été fréquentes au mois de septembre) ou par RTE pour des besoins ponctuels d'équilibrage du système électrique lorsqu'elles étaient les plus compétitives, en application des règles du marché intérieur de l'électricité.

Hormis la centrale de Gardanne, les tranches charbon ont fonctionné chacune entre 100 et 750 heures en 2020, une durée qui les apparente à des moyens de pointe (alors que ces unités étaient encore il y a peu assimilées à des unités de semi-base, susceptibles de produire plusieurs milliers d'heures dans l'année). Cela s'explique avant tout par un espace économique de plus en plus réduit pour ces centrales, notamment du fait du développement soutenu des énergies renouvelables, l'augmentation du prix des quotas d'émissions de CO₂ et la plus forte compétitivité des moyens de production au gaz dans ce contexte.

Un mécanisme de capacité qui contribue à mettre à disposition des capacités pour cet hiver

La situation de tension prévisionnelle sur l'équilibre offre-demande pour l'hiver 2020-2021, sur laquelle RTE a communiqué 11 juin 2020, a entraîné un effet logique sur l'équilibre du marché de capacité pour les années de livraison¹² 2020 et 2021, réduisant les excédents en certificats de capacité et faisant apparaître un déficit clair pour l'année 2020.

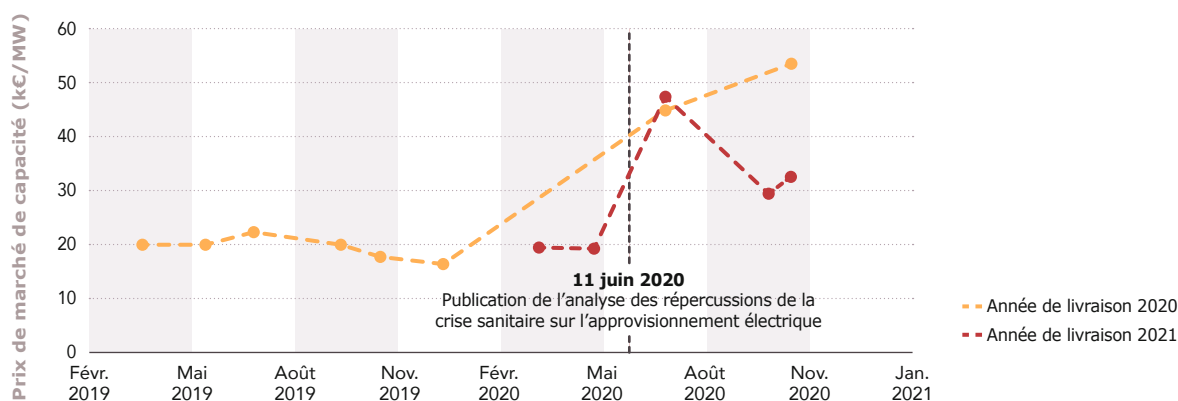
Cette situation de tension accrue s'est traduite dans les prix de capacités pour les années de livraison 2020 et 2021 avec une hausse de l'ordre de 25 k€/MW sur les années de livraison 2020 et 2021 lors de l'enchère du 25 juin 2020.

La forte évolution des prix sur les marchés de l'énergie (+13 €/MWh depuis le début du premier confinement sur le *forward Q4 peakload*) et de la capacité (notamment sur l'année de livraison 2020, avec un prix passant de ~17k€/MW/an à ~53 k€/MW/an) doit inciter les exploitants de capacité à maximiser la disponibilité de leurs capacités sur cet hiver. Elle a en outre renforcé l'incitation économique à la ré-optimisation du planning d'arrêts des groupes nucléaires sur l'hiver, pour une augmentation de

disponibilité de l'ordre de 3 GW en moyenne sur l'hiver et jusqu'à 10 GW à certaines périodes, en complément des signaux sur le marché de l'énergie.

L'augmentation des prix sur le mécanisme de capacité, conjuguée à des évolutions des règles du mécanisme permettant d'annuler certains frais qui se seraient appliquées à des nouvelles capacités, a aussi conduit de façon très directe à une hausse des capacités certifiées pour plusieurs filières pour lesquelles la rémunération capacitaire est structurante, notamment les effacements de consommation et les cogénérations. Depuis la première communication de RTE sur la sécurité d'approvisionnement du 11 juin (qui a été suivie de la hausse des prix sur le mécanisme de capacité qui s'est ensuivie à l'enchère du 25 juin), les capacités de cogénération disponibles sur fin 2020 ont augmenté de 60 MW. Les capacités d'effacements de consommation ont augmenté de plus de 300 MW sur le début de l'hiver et de plus de 400 MW sous l'effet conjugué de l'évolution des prix sur le mécanisme de capacité et l'évolution du dispositif de soutien public à la filière.

Figure 13. Prix des enchères sur le mécanisme de capacité



12. Une année de livraison sur le mécanisme de capacité représente une année civile, sur laquelle est définie le niveau d'obligation de capacité porté par les fournisseurs (en fonction de leur portefeuille de consommateurs sur cette année de livraison) et le nombre de garanties de capacités détenues par les exploitants de capacités (en fonction de la disponibilité moyenne sur les période de pointe de cette année de livraison).

Un appel d'offres exceptionnel à l'initiative des pouvoirs publics pour dégager des capacités d'effacements supplémentaires

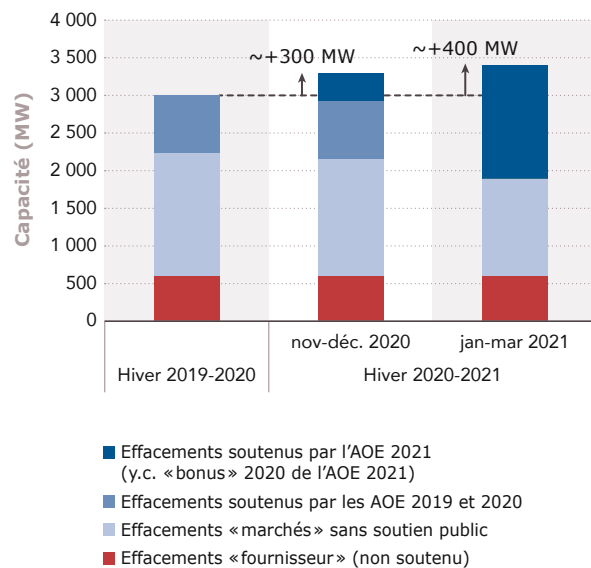
Afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement, RTE et les pouvoirs publics ont fait évoluer dès le printemps le dispositif de soutien à l'effacement permettant d'accroître les capacités d'effacement de consommation dès l'hiver 2020-2021.

Cette révision s'appuie sur (i) une augmentation des plafonds de rémunération de capacité, passant de 30 k€/MW (pour les sites de puissance supérieure à 1 MW) ou 35 k€/MW (pour les sites de puissance inférieure à 1 MW) à 60 k€/MW, soit un quasi-doublement du plafond de la rémunération, (ii) la mise en place d'un bonus pour les capacités sélectionnées au titre de l'appel d'offres 2021 qui seraient disponibles dès novembre 2020, (iii) le report de la règle limitant le nombre d'années de participation à l'appel d'offres effacement (qui aurait conduit à refuser la participation de certaines capacités à l'appel d'offres pour 2021) et (iv) l'assouplissement de contraintes de participation.

Ces évolutions ont conduit à une forte augmentation (environ +750 MW, soit un doublement) des volumes retenus (et disposant ainsi d'un soutien public) à l'appel d'offres effacement 2021 par rapport à l'appel d'offres 2020. Le « bonus » pour les capacités disponibles dès cet hiver a permis de sécuriser 370 MW sur 2020, qui n'étaient pas lauréates de l'appel d'offres 2020.

Toute l'augmentation de la capacité soutenue ne correspond pas à des nouvelles capacités. Pour partie, le nouvel appel d'offres effacement a permis de sécuriser un gisement déjà existant. Conjugué avec l'évolution des prix sur le mécanisme de capacité, il a aussi permis de faire émerger de nouvelles capacités, à hauteur de plus de 300 MW pour la fin 2020 et de plus de 400 MW pour 2021.

Figure 14. Capacités d'effacement en France



Au total, la capacité d'effacements disponibles (effacements tarifaires et effacements participant de façon explicite aux marchés) pour cet hiver est évaluée à 3,3 GW sur la première partie d'hiver et à plus de 3,4 GW sur la seconde partie d'hiver, contre environ 3 GW sur l'hiver 2019-2020.

Par ailleurs, suite à un constat préoccupant sur la fiabilité de la filière, les mesures prises par RTE à partir de 2017 ont permis d'améliorer nettement le niveau de fiabilité. La contribution globale des effacements à la sécurité d'approvisionnement est ainsi dans l'ensemble en ligne avec le niveau d'ensemble de capacité certifiée sur le mécanisme de capacité par la filière.

De nouvelles capacités de stockage par batterie

Au cours des derniers mois, de nombreux acteurs ont lancé ou annoncé des projets d'installations de batteries.

La capacité de batteries stationnaires installée en France représentera de l'ordre d'une centaine de mégawatts à fin décembre 2020. Même si certains projets, lauréats de l'appel d'offres long-terme

portant sur la période commençant dès 2021, ont pris du retard, notamment en raison de la crise sanitaire, de l'ordre de 100 MW supplémentaire pourraient être disponibles sur la seconde partie de l'hiver. Ces capacités fourniront de la réserve primaire et contribueront à libérer de la puissance disponible sur d'autres moyens de production (nucléaire notamment).

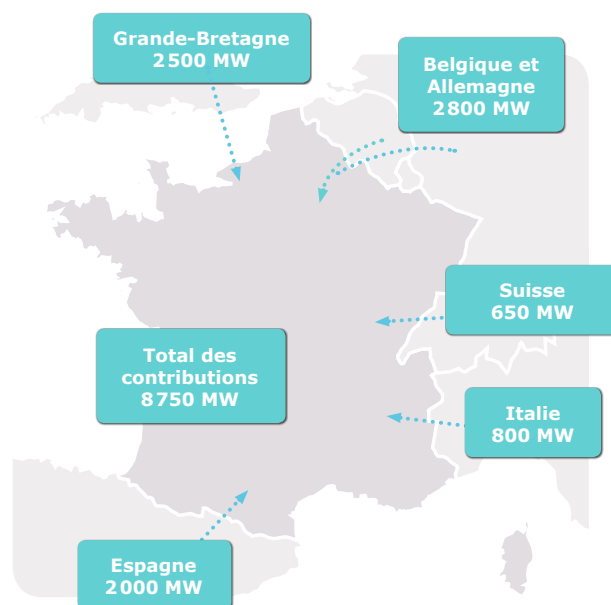
Une nouvelle interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

Les interconnexions jouent un rôle central dans le fonctionnement du système électrique européen et le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement. Leur développement, tant sur le plan des imports que des exports, joue un rôle de premier plan dans les analyses du Bilan prévisionnel et des études saisonnières de RTE.

La nouvelle interconnexion IFA2 entre la France et la Grande-Bretagne est d'une capacité de 1 GW. Les tests techniques de cette liaison sont en cours, et la mise en service est envisagée au cours du mois de décembre au plus tôt. Dans une approche prudente, la disponibilité de cette nouvelle liaison au cours de cet hiver est intégrée de manière partielle aux analyses de sécurité d'approvisionnement.

Cette nouvelle liaison s'ajoute à une capacité technique d'import de la France déjà importante.

Figure 15. Estimation des imports de la France en situation de tension¹³



¹³. La contribution des imports à la sécurité d'approvisionnement repose sur une simulation du fonctionnement du système électrique durant les périodes de défaillance au sens du Code de l'énergie, afin de déterminer le niveau des imports moyens. Cette évaluation intègre la nouvelle liaison IFA2 avec la Grande-Bretagne.

L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DEMEURE SOUS VIGILANCE MÊME SI LA SITUATION EST PLUS FAVORABLE QU'ANTICIPÉE AU PRINTEMPS

Les premières analyses de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2020-2021 publiées par RTE après le déclenchement de la crise sanitaire, les 11 juin et 18 septembre, ont fait état d'une situation de vigilance particulière.

Différentes actions ont depuis été mises en œuvre pour améliorer la situation de l'équilibre

offre-demande, en particulier sur le début de l'hiver, conduisant à une situation plus favorable que celle anticipée au printemps. Même s'il a été réduit, le risque sur la sécurité d'approvisionnement demeure néanmoins, et le diagnostic de situation de vigilance particulière est donc maintenu.

Des tensions sur l'approvisionnement pourraient intervenir en cas de températures comprises entre deux et sept degrés en dessous des normales saisonnières

Les analyses de sécurité d'approvisionnement menées par RTE (Bilans prévisionnels et analyses saisonnières) reposent sur une approche probabiliste et sont fondées sur un ensemble d'aléas envisageables, notamment les conditions météorologiques (température, vent, ensoleillement) ou la disponibilité de l'offre de production en France et en Europe.

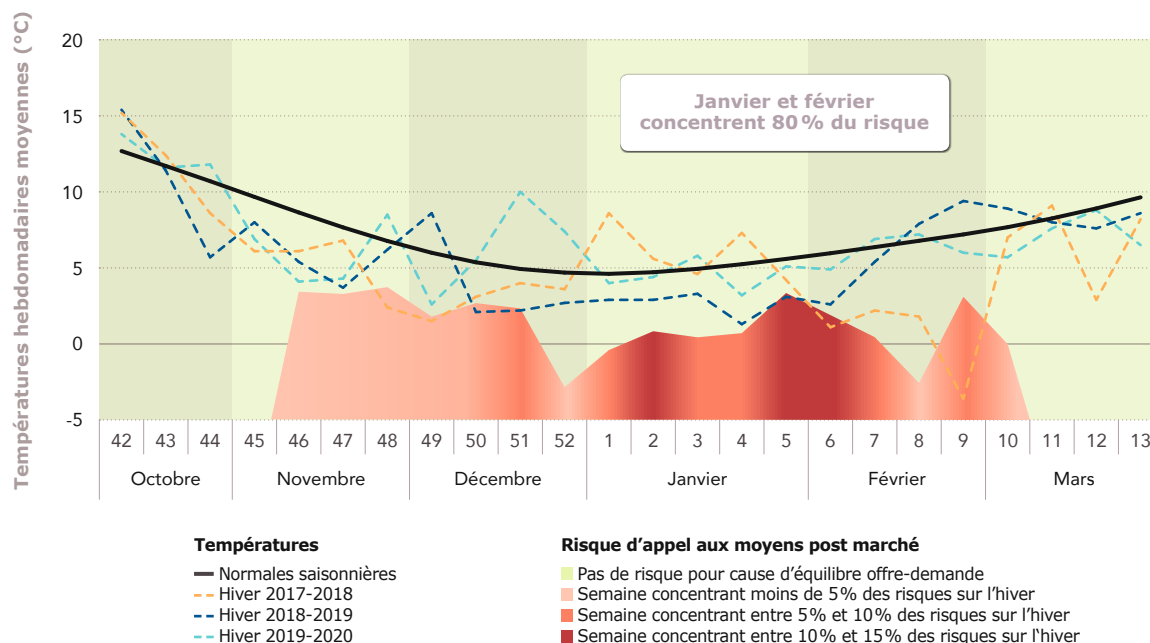
Afin d'en faciliter l'appropriation dans le débat public, RTE présente depuis plusieurs années les résultats de ses études saisonnières d'équilibre offre-demande au regard d'une *température nationale*.

Dans cette approche, quand la température nationale est inférieure à un seuil appelé température de vigilance, des conditions défavorables (sur la consommation ou la production) peuvent conduire à un risque sur la sécurité d'approvisionnement. Dans

cette éventualité, RTE est alors amené à exploiter le système électrique en ayant recours aux moyens post marché (notamment service d'interruptibilité contractualisé avec certains grands consommateurs industriels, baisse de la tension sur les réseaux de distribution, appel aux gestes citoyens...) avant de procéder en dernier recours à des coupures ciblées de consommateurs. **Il ne s'agit néanmoins en rien de situations de «blackout» impliquant une perte généralisée de l'alimentation électrique sur le territoire («la France entière dans le noir»), mais de coupures séquencées et contrôlées avec un impact localisé et limité dans le temps (2h max), épargnant les consommateurs sensibles.**

Pour hiver 2020-2021, le recours aux moyens post marché pourrait intervenir, selon les semaines, en cas de températures inférieures aux normales de saison de l'ordre de 2 à 7 °C.

Figure 16. Évaluation du risque sur l'équilibre offre-demande en fonction des semaines et de la température



La survenue effective de températures inférieures aux températures de vigilance correspond à l'apparition des premiers risques d'activation des moyens post marché mais ne se traduit toutefois pas par un recours systématique à ces moyens. Ceux-ci ne sont effectivement activés qu'en cas de conjonction de conditions défavorables, parmi notamment une forte consommation, une faible disponibilité des groupes de production et des effacements, un vent faible conduisant à une faible

production éolienne en France et dans le reste de l'Europe, ou des situations dégradées équivalentes dans les pays voisins (amenant à une réduction du potentiel d'imports).

A contrario, pour des températures proches des références saisonnières et supérieures aux températures de vigilance, l'étude n'identifie pas de risque d'appel aux moyens post marché dans l'ensemble des configurations envisagées pour le système électrique.

Trois périodes spécifiques peuvent être distinguées

1. De fin novembre aux vacances de Noël : le risque de tension sur l'équilibre offre-demande apparaît significativement réduit

Le retour anticipé de plusieurs réacteurs nucléaires a permis d'écarter globalement les risques de déséquilibre au cours des dernières semaines, qui ont de plus été marqués par des températures clémentes.

D'ici Noël, le risque apparaît comme étant significativement réduit, du fait d'une disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire en augmentation et de prévisions météorologiques pour l'instant favorables (selon les projections à 45 jours). La situation reste néanmoins sensible au retour effectif des réacteurs selon le programme annoncé.

2. Au cœur de l'hiver (mois de janvier) : un profil de risque de même nature que celui des années les plus récentes, déjà placées sous vigilance

Le mois de janvier est un mois qui concentre habituellement l'essentiel du risque de tension sur l'équilibre offre-demande. Cette période est celle pendant laquelle la disponibilité du parc nucléaire est maximale.

Un grand nombre de réacteurs nucléaires sont toutefois toujours à l'arrêt à ce jour : une dizaine de réacteurs doivent en effet être remis en service entre début décembre et fin janvier (contre six l'année dernière sur la même période). La remise en service de ces réacteurs est cruciale pour maintenir le risque dans des proportions qui seront alors au même niveau que durant les années précédentes.

Les incertitudes pesant sur le niveau de disponibilité effective du parc de production nucléaire pour cet hiver (en particulier du fait des décalages successifs des dates de retour des réacteurs de Flamanville 1 et 2, Paluel 2, Bugey 2 et 3) amènent à considérer une vigilance particulière jusqu'à la fin du mois de janvier, voire au-delà.

3. Au cours du mois de février et jusqu'à début mars : le niveau de risque sera sensiblement plus élevé que les années passées

À partir du mois de février, l'ensemble des réacteurs nucléaires actuellement à l'arrêt à l'entrée de l'hiver devrait être remis en service, bien que des incertitudes perdurent sur le retour de certains arrêts longs et atypiques. Un grand nombre de nouveaux arrêts est programmé (neuf réacteurs au cours du mois de février, suivis par trois autres début mars).

Certains de ces arrêts correspondent à ceux qui étaient programmés en 2020 (ils ne peuvent plus être repoussés) tandis que d'autres sont prescrits par des contraintes réglementaires. La concentration des opérations de maintenance sur cette période, déjà présente dans les précédentes versions de calendrier des arrêts, s'est légèrement accentuée depuis. Elle est liée à la nécessité de lisser les arrêts avant l'hiver 2021-2022.

L'évolution des dates annoncées de début de ces opérations sera ainsi particulièrement suivie. À ce stade, EDF n'a pas communiqué sur d'éventuels nouveaux réaménagements de calendrier d'arrêts planifiés portant sur la concentration des opérations dans cette période.

Le niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement dépendra de la disponibilité effective du parc de production nucléaire, de l'évolution de la crise sanitaire et des conditions météorologiques

Dans ce contexte, le niveau de risque identifié est sensiblement plus élevé que l'année passée sur les mois de janvier, février et début mars, pour lesquels la disponibilité du parc nucléaire était plus élevée (les températures de vigilance sont en moyenne supérieures d'environ 2 à 3°C par rapport à l'année dernière sur cette période).

D'un point de vue opérationnel, les conditions de fonctionnement du système électrique seront marquées par trois facteurs qui demeurent aujourd'hui incertains :

(i) les conditions météorologiques qui influencent largement la consommation d'électricité mais également la production (notamment éolienne). Cette incertitude est classique, les modèles météorologiques donnant des prévisions stables sur deux semaines maximum.

(ii) l'évolution de la crise sanitaire, qui pèse sur la consommation est également susceptible d'entraîner des répercussions sur le potentiel de production comme au printemps dernier. Cette incertitude est nouvelle car elle dépend de l'évolution effective de la pandémie chaque mois et des mesures gouvernementales qui seront prises pour en contrôler la diffusion.

(iii) La remise en service de l'ensemble des réacteurs à l'arrêt, en particulier ceux qui sont concernés par des indisponibilités atypiques (Flamanville 1 et 2, Paluel 2, Bugey 2 et 3). Cette incertitude est nouvelle par son ampleur car l'impact de la crise sanitaire sur le planning de maintenance des réacteurs vient s'ajouter aux possibilités de décalage de remise en service des réacteurs déjà observés par le passé.

S'agissant de la consommation, l'évolution des mesures sanitaires sera particulièrement suivie. Une poursuite du confinement conduisant à maintenir l'impact observé mi-novembre, deux semaines après la mise en œuvre du second confinement, aurait tendance à réduire la consommation et à faire baisser le niveau de vigilance.

Par ailleurs et comme évoqué plus haut, les prévisions d'arrêt pour maintenance et de remise en service des réacteurs nucléaires, déclarés sur la plateforme de transparence européenne, font l'objet d'un suivi spécifique et régulier par RTE pour l'exploitation du système électrique.

Concernant les informations sur la situation météorologique, RTE dispose de prévisions saisonnières, mais c'est généralement avec un préavis de une à deux semaines que des prévisions suffisamment fiables peuvent être établies. Les risques de recours aux moyens post marché sont donc surveillés tout au long de l'hiver en fonction des prévisions les plus récentes. Ils sont concentrés sur les mois de janvier et février, puisque c'est au cœur de l'hiver que la probabilité de survenue d'une vague de froid est la plus forte.

Dans l'hypothèse de survenue d'une vague de froid similaire à celle de février 2012, le recours aux moyens post marché, voire au délestage ciblé de consommateurs, serait quasiment certain. L'utilisation de moyens post marché serait aussi notamment possible si des températures modérément froides se conjuguent avec des situations de vent faible induisant un faible facteur de charge pour l'éolien. A contrario, des facteurs de charge élevés pour l'éolien peuvent conduire à ne pas activer de moyens post marché dans des situations pourtant caractérisées par une forte consommation pour la saison (comme fin février 2018).

Une situation qui pourrait conduire à solliciter l'ensemble du parc de production et les effacements

Pour alimenter toute la consommation dans ces configurations, la mobilisation de l'ensemble du parc de production et les effacements de consommation devraient être plus fréquente qu'à l'accoutumée, en plus des imports. En effet, les situations de vigilance pourraient intervenir à des niveaux de consommation plus faibles que par le passé. Pour traiter cette situation, l'ensemble des moyens de

production (y compris thermique fossile) ou d'effacement pourra être sollicité.

Le fonctionnement des moyens thermiques et la sollicitation des effacements sont ainsi attendus à la hausse par rapport aux perspectives dressées dans les précédents Bilans prévisionnels.

Des situations d'imports susceptibles d'être plus fréquentes

Dans un contexte de disponibilité du parc de production nucléaire réduite par rapport aux hivers précédents, le fonctionnement du système électrique sera caractérisé par des situations d'import plus fréquentes et de niveau plus élevé qu'habituellement observé.

Ce type de situation a été rencontré régulièrement durant l'été, et des imports importants ont été enregistrés durant les deux premières semaines de septembre. Ces situations d'imports ne sont pas en tant que telles problématiques pour l'équilibre offre-demande (tant que les capacités d'import ne sont pas saturées) et correspondent au fonctionnement normal du marché intérieur de l'énergie au sein de l'Union européenne.

Les études probabilistes réalisées par RTE intègrent le fonctionnement du parc de production européen

mais aussi les limites d'imports/exports entre États européens.

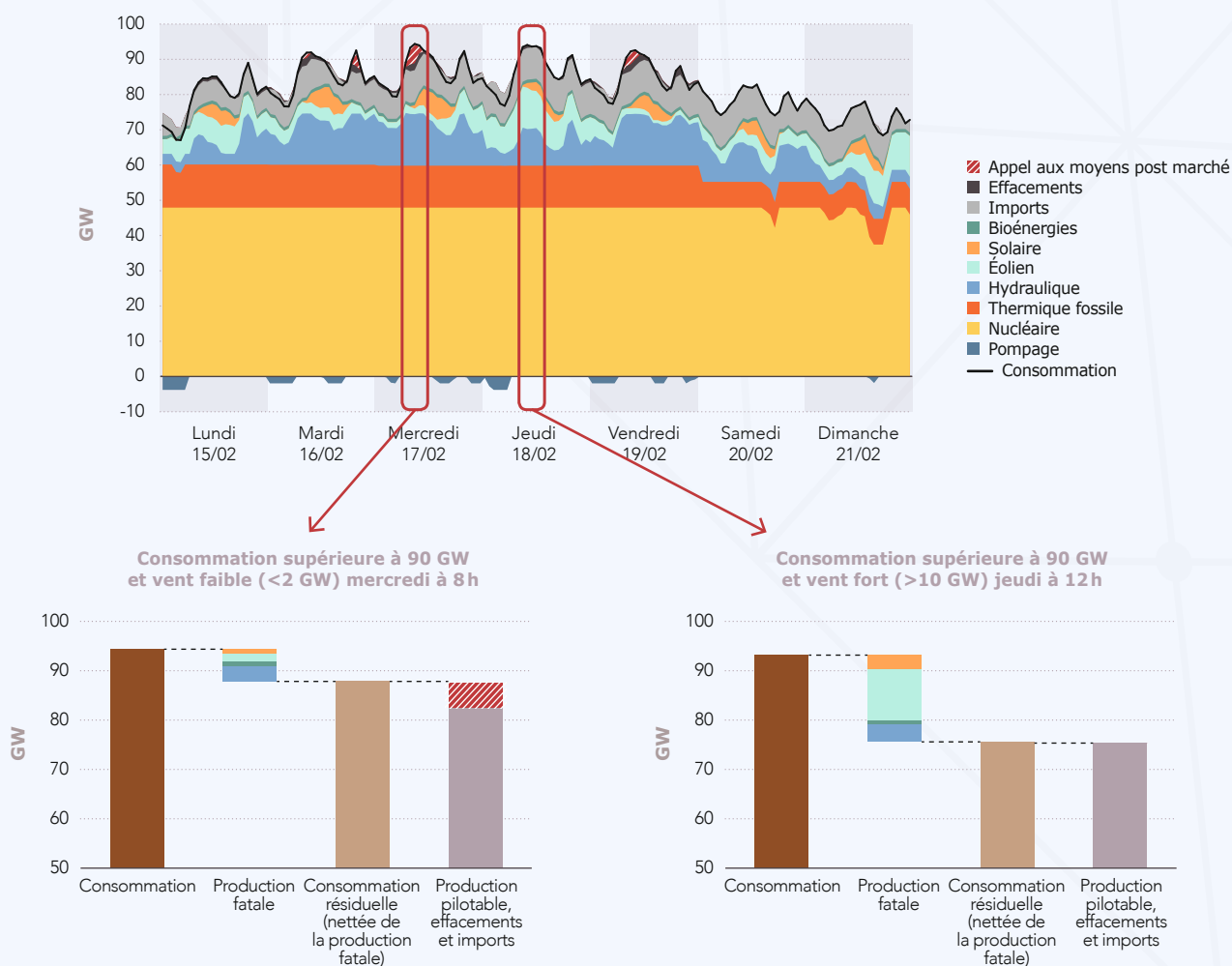
Les analyses réalisées montrent ainsi une probabilité plus importante d'importer durant l'hiver 2020-2021 (notamment depuis l'Allemagne, la Grande-Bretagne et l'Espagne) par rapport aux prévisions du Bilan prévisionnel 2019, et potentiellement dans des proportions importantes (au-delà de 10 GW, comme par exemple fin février 2018). Elles montrent néanmoins que, dans de nombreux cas modélisés, la France demeurerait exportatrice. Ceci met une nouvelle fois en lumière une caractéristique du système électrique français, très largement exportateur la très grande majorité du temps et ponctuellement importateur notamment lors des pointes de consommation hivernales.

Fonctionnement du système électrique sur une semaine

Au-delà des analyses probabilistes, les enjeux de l'exploitation du système au cours du prochain hiver peuvent être illustrés par des exemples. Dans ce qui suit, il a été représenté une semaine

de mi-février caractérisée par un épisode de froid relatif et par des épisodes de faible production éolienne, en plus d'une disponibilité du parc nucléaire réduite (inférieure à 48 GW).

Figure 17. Fonctionnement du système électrique sur une semaine



Avec une consommation élevée pour la saison, atteignant plus de 90 GW aux heures de pointe, l'ensemble des moyens de production serait sollicité à hauteur du potentiel technique et les effacements de consommation seraient déclenchés le matin et le soir. La France serait alors en situation d'import, dans le cadre du fonctionnement normal des marchés de l'électricité. Dans ces situations, des périodes d'appels aux moyens post marché peuvent malgré tout intervenir, de manière limitée en durée et en volume et sans recourir au délestage de consommateurs.

Dans un mix énergétique composé très largement de moyens pilotables, le risque sur la sécurité d'approvisionnement dépend de la capacité de ces moyens à couvrir la demande. Le risque apparaît essentiellement lorsque la consommation est élevée.

Dans un mix énergétique qui intègre des moyens non pilotables (notamment production éolienne et photovoltaïque), la sécurité d'approvisionnement dépend de la capacité des moyens pilotables à assurer une production à la hauteur de la consommation résiduelle (on appelle ici consommation résiduelle la consommation de laquelle est retranchée la production des moyens non pilotables : hydraulique fil de l'eau, éolien, solaire, bioénergies). Le risque ne dépendra plus alors uniquement uniquement de la consommation, mais bien de l'ensemble des paramètres qui déterminent la consommation résiduelle. Ainsi, une situation avec une consommation très élevée peut ne pas entraîner de déséquilibre si la production fatale importante (et donc la consommation résiduelle

reste modérée) ; *a contrario* une situation avec une consommation plus modérée, mais avec une production fatale faible ou nulle, conduira *in fine* à une consommation résiduelle ne pouvant pas être couverte par les moyens pilotables.

Dans l'exemple présenté, le recours aux moyens post-marchés est nécessaire sur les plages pour lesquelles la consommation résiduelle est la plus importante. Pour deux jours différents caractérisés par des niveaux de consommation équivalents (le mercredi et le jeudi de la figure 17), seule l'une des deux journées nécessite d'activer des moyens post-marchés, tandis que l'autre n'engendre pas de difficulté pour équilibrer offre et demande.

Un mix électrique qui intègre un grand nombre de moyens non pilotables ne conduit pas intrinsèquement plus de risque qu'un mix énergétique composé très largement de moyens pilotables. Cependant, pour un niveau de risque identique selon les normes prévues par le Code de l'énergie (par exemple une « espérance de défaillance » de trois heures par an comme le prévoit le critère réglementaire), les situations d'apparition de la défaillance auront des caractéristiques différentes : périodes concernées, occurrences et durées, profondeurs, etc.

Le prochain Bilan prévisionnel, qui sera publié au premier trimestre 2021, apportera des éclairages sur l'évolution des caractéristiques des situations de risque de sécurité d'approvisionnement sur les dix prochaines années, sous l'effet des transformations du mix électrique de la France et des pays voisins.

LE RISQUE SPÉCIFIQUE AU GRAND OUEST APPARAÎT MAÎTRISÉ DURANT L'HIVER 2020-2021

Aujourd'hui, la seule région du territoire métropolitain (hors Corse) concerné par un risque local en matière de sécurité d'approvisionnement est le quart nord-ouest de la France, et en particulier la Bretagne.

Cette région, parfois qualifiée de « péninsule électrique », est en effet peu dotée en capacités de production par rapport à la consommation locale. En hiver, l'augmentation de la consommation d'électricité sur le quart nord-ouest de France conduit à des transits massifs d'électricité pour alimenter cette zone, alors que la production locale reste très limitée. Ces transits importants peuvent entraîner des problèmes de gestion de la tension électrique, qui seraient susceptibles de se propager à l'ensemble du territoire sans action correctrice de RTE (risque « d'écroulement de tension »).

Ce risque est attesté depuis les années 2000. Différentes mesures ont été prises ces dernières années pour sécuriser l'alimentation de cette zone, dans le cadre du « Pacte électrique breton » : renforcement du réseau (le « filet de sécurité Bretagne », qui a été mis en service en décembre 2017), la maîtrise de la consommation (un dispositif local d'appel aux gestes citoyens pour maîtriser la consommation dans les situations de tension (EcoWatt « Bretagne ») et développement de la capacité de production en Bretagne (un cycle

combiné au gaz sur la commune de Landivisiau, dont la mise en service est attendue pour la fin 2021).

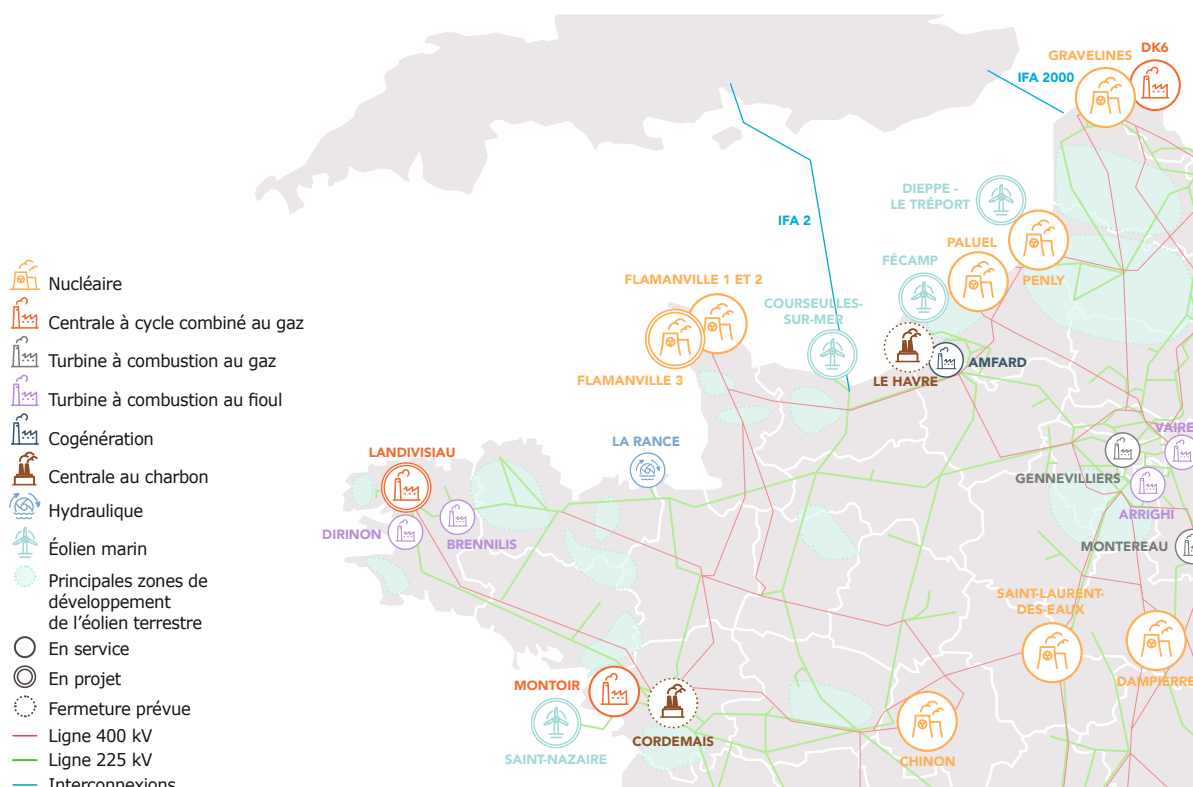
Au-delà et dans la perspective de la fermeture de la centrale au charbon de Cordemais, RTE a indiqué dans le Bilan prévisionnel dès 2018 que le maintien du niveau de sécurité d'alimentation en Bretagne dépendait à terme de la mise en service pérenne de l'EPR de Flamanville.

De manière conjoncturelle, le risque apparaît maîtrisé durant l'hiver 2020-2021, et inférieur à celui de l'hiver précédent :

- d'une part, la disponibilité d'au moins un réacteur de Flamanville est annoncée pour la fin du mois de novembre, alors qu'aucun des réacteurs n'était disponible l'an passé ;
- d'autre part, la mise en service de l'interconnexion IFA 2 augmente la capacité de réglage de la tension (via la station de conversion) et permet de disposer d'un point d'injection de puissance supplémentaire via des imports depuis la Grande-Bretagne.

De ce fait, **le risque de recours local aux moyens post marché dans le quart nord-ouest de la France pour des raisons d'approvisionnement local est sensiblement réduit durant les prochains mois.**

Figure 18. Carte du réseau de transport et des principaux moyens de production sur la zone du Grand Ouest



LES LEVIERS SUR LA CONSOMMATION POUR RENFORCER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Les rapports successifs de RTE ont mis l'accent sur l'importance du pilotage de la demande pour optimiser le fonctionnement du système électrique.

Les actions sur la maîtrise de la consommation – notamment les actions structurelles – permettent de dégager des marges de manœuvre supplémentaires, qui sont utiles à la sécurité d'approvisionnement et favorables aux politiques visant à atteindre la neutralité carbone via des bascules vers l'électricité.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019, RTE avait proposé des premières réflexions en essayant de dégager des ordres de grandeur. Différents leviers – hétérogènes en nature et pouvant occasionner des coûts très différents – avaient été listés et rassemblés en trois catégories :

- ▶ les efforts d'efficacité énergétique permettant de réduire la consommation, et donc le niveau des appels de puissance lors des pointes hivernales ;
- ▶ un pilotage spécifique des appels de puissance à la pointe hivernale (et pas uniquement autour de 19h) ;
- ▶ les éco-gestes permettant de réduire ponctuellement les appels de puissance en situation de forte tension.

Plusieurs de ces leviers d'action ont depuis lors fait l'objet de mesures des pouvoirs publics et d'action de RTE (effacements, EcoWatt...) visant à les rendre opérationnels. Il est encore trop tôt pour quantifier précisément les effets de ces mesures, cela pourra être fait par la suite en concertation avec les parties prenantes.

	Levier d'action sur la demande	Estimation de la puissance évitée en 2022-2023 et durée d'effet	Mesures mises récemment en place
Maîtrise de la demande en énergie	 Rénovation du bâti 300 000 rénovations thermiques efficaces supplémentaires en 3 ans sur des logements chauffés à l'électricité	0,4 GW  Longue période	• Prolongation de l'offre « coup de pouce isolation » jusqu'au 31/12/2021 • Volet « rénovation énergétique du bâtiment » du plan de relance pour 2020-2021
	 Remplacement de convecteurs électriques par des PAC 300 000 pompes à chaleur air/air supplémentaires en 3 ans en remplacement de systèmes de chauffe à effet Joule	0,3 GW  Longue période	
	 Système de chauffe « intelligents » Équipement en convecteurs « intelligents » (smart heating) de 600 000 logements supplémentaires chauffés par des convecteurs électriques classiques en 3 ans	0,1 GW  Longue période	• Prolongation de l'offre « coup de pouce chauffage » jusqu'au 31/12/2021 • Offre « coup de pouce thermostat avec régulation performante » depuis juin 2020
	 Mousseurs/limiteurs de débit Équipement en mousseurs ou en limiteurs de débits de 1,5 millions de logements supplémentaires en 3 ans équipés d'une production d'eau chaude sanitaire électrique	0,02 GW en journée et 0,2 GW entre 23h et 2h  Infra-journalier	
Pilotage de la demande	 Dispositifs incitant au report ou à l'effacement Par exemple, développement d'une nouvelle génération d'offres de fournitures incitant au report ou à l'effacement (type EJP/Tempo) à hauteur de 300 000 clients en 3 ans	0,3 GW  Journalier	• Évolution du dispositif de soutien de l'effacement de consommation • Mandat confié à RTE pour la mise en place d'un dispositif de soutien aux effacements indissociables de la fourniture
	 Pilotage de la recharge des véhicules électriques Pilotage de la recharge de 300 000 véhicules électriques supplémentaires en 3 ans avec des dispositifs simples (type heures pleines/heures creuses)	0,2 GW à 19h en hiver voire plus avec vehicle-to-grid  Infra-journalier	• Article L.334-6 de la loi du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités précisant que les infrastructures de recharge électrique devront permettre le pilotage de la recharge, selon des modalités précisées par décret
	 Asservissement de chauffe-eau non asservis Asservissement à un signal de type heures pleines/heures creuses de 300 000 chauffe-eau électriques en 3 ans parmi les 20 % qui ne le sont pas déjà	0,1 GW à 19h en hiver  Infra-journalier	
	 Pilotage particularisé des usages domestiques Développement d'un pilotage fin de certains usages domestiques	Quelques centaines de MW à définir selon les usages concernés  Infra-journalier	
Eco-gestes	 Réduction des consommations « superflues » Réduction des consommations « superflues » en période de pointe (écrans publicitaires, éclairage de devantures...) et limitation du déploiement de panneaux numériques	0,1 GW  Journalier	
	 Gestes citoyens Exemples : baisse de la température de chauffe de 1°C, report des opérations de lavage/séchage du linge et de la vaisselle...	Quelques centaines de MW  Journalier	• Mise en œuvre d'un dispositif national « EcoWatt » appelant à les citoyens à contribuer à la maîtrise des pointes de consommation

Infrajournalier : effets essentiellement perceptibles sur quelques heures de la journée
 Journalier : effets perceptibles sur une journée ponctuelle
 Longue période : effets perceptibles sur l'ensemble de la période hivernale



Rénovation du bâti

Le chauffage électrique, du fait de sa sensibilité aux conditions climatiques, peut représenter plus de 40 % des appels de puissance lors de vagues de froid sévères. Agir sur les besoins thermiques de logements chauffés à l'électricité peut donc constituer un levier efficace pour agir sur la pointe hivernale. Un premier levier d'action pourrait donc consister à amplifier la rénovation thermique du parc de logements existants.

Au cours de l'année écoulée, deux mesures contribuent à dynamiser la rénovation énergétique :

► La prolongation de l'offre « coup de pouce isolation » jusqu'au 31 décembre 2021

La prime énergie dite également « coup de pouce économies d'énergie » permet de financer des dépenses pour le remplacement d'un chauffage (« coup de pouce chauffage ») ou faire des travaux d'isolation (« coup de pouce isolation »). Tous les ménages peuvent bénéficier de cette prime, les montants versés dépendent du niveau de revenu des ménages. Dans le cas de l'isolation, il s'agit de primes versées pour des travaux d'isolation des combles et toiture ou des planchers bas.

► Le volet « rénovation énergétique du bâtiment » du plan de relance pour 2020-2021¹⁴

Plusieurs mesures visent à stimuler les travaux d'efficacité énergétique :

- *Bâtiments privés* : le dispositif MaPrimeRénov' est augmenté et étendu (2 Md€ supplémentaires sur 2020-2021). En retenant un montant moyen de 5000 € par ménage bénéficiaire, cela représenterait 200 000 logements rénovés par an pendant deux ans (isolation et système de chauffage) ;
- *Bâtiments publics (écoles, universités, mairies...)* : les 4 Md€ du plan de relance visent la rénovation de 15 millions de m², soit environ 15 % des surfaces des bâtiments publics. En outre, 2 Md€ seront dédiés à la rénovation des EHPAD et des hôpitaux dans le cadre du Ségur de la santé, ce qui devrait permettre de rénover environ 7 % des surfaces.
- *Logements sociaux ville* : 500 M€ sont consacrés à leur rénovation thermique et leur restructuration lourde. Jusqu'à 50 000 logements pourraient être concernés. À titre indicatif, le parc locatif social représente plus de 5 millions de logements, dont 7 % de passoires thermiques (étiquettes F ou G) ;
- *Rénovation des locaux de TPE/PME* : le plan de relance mobilise 200 M€.

En partenariat avec l'ADEME, RTE publiera dans les prochaines semaines une analyse détaillée des perspectives d'évolution de la consommation dans le secteur du bâtiment et les émissions de gaz à effet de serre associées à moyen/long terme.

¹⁴. <https://www.ecologie.gouv.fr/france-relance-transition-ecologique>



Remplacement de convecteurs électriques peu performants

Deux mesures principales visent à accélérer le renouvellement du parc de chauffage électrique et d'en améliorer la performance :

- **La mise en place, le 24 juin 2020, de l'offre « coup de pouce thermostat avec régulation performante » pour les installations de chauffage individuel.**

Ce dispositif, applicable dès le 25 juin 2020 et jusqu'au 31 décembre 2021, a pour objectif d'inciter financièrement les consommateurs à réguler l'utilisation de leur équipement de chauffage pour diminuer leur consommation d'énergie et leur facture énergétique. Une prime de 150 € est versée en cas d'installation d'un thermostat programmable

dans un logement équipé d'un système de chauffage individuel. Cependant, cette prime n'est pas cumulable avec d'autres primes comme le « coup de pouce économies d'énergie ».

- **La prolongation de l'offre « coup de pouce chauffage » jusqu'au 31 décembre 2021**

Dans le cadre de ce dispositif, une prime est versée pour le remplacement d'un convecteur électrique fixe par un appareil électrique très performant. Le montant dépend du niveau de revenu du ménage.

À plus long terme, le potentiel de gain associé au remplacement des appareils les moins performants est également étudié dans l'étude RTE-ADEME en cours de finalisation.



Dispositifs incitant au report ou à l'effacement

Les pouvoirs publics et RTE font évoluer les modalités de participation des effacements aux marchés et les dispositifs de soutien public afin d'accélérer le développement des effacements, en cohérence avec les objectifs de la PPE (4,5 GW en 2023 et 6,5 GW en 2028) et les besoins du système électrique.

RTE a formulé de nouvelles propositions pour améliorer l'évaluation des volumes d'effacement et permettre aux capacités d'effacement de valoriser plus finement leur potentiel sur les marchés. En particulier, une expérimentation ouvrant la possibilité d'évaluer les volumes effacés à la maille des usages effacés (et non du site) est en cours de lancement.

Un programme d'évolutions sur l'appel d'offres effacements a été engagé. Il vise à augmenter

le niveau de soutien, adapter les modalités de participation pour tenir compte des différentes contraintes propres à certaines capacités, introduire un soutien pluriannuel pour certaines capacités et permettre une meilleure articulation avec la participation aux appels d'offres de réserves (FCR, aFRR, mFRR). Comme évoqué précédemment, certaines évolutions ont déjà été mises en place dans le cadre de l'appel d'offres effacements 2021 et ont déjà permis d'augmenter les capacités mises à disposition du système électrique.

Par ailleurs, les pouvoirs publics ont mandaté RTE pour mettre en place un dispositif de soutien aux effacements indissociables de la fourniture, afin de faire progresser les capacités d'effacements associés à des offres de fourniture à pointe mobile.



Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Les analyses détaillées menées par RTE, cadrées dans le cadre d'un groupe de travail co-piloté par l'AVERE-France et réunissant tous les acteurs de l'électromobilité, ont été restituées dans un rapport public en mai 2019¹⁵. Ce rapport a permis d'apporter de nombreux éclairages sur les stratégies de recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables. Il en ressort notamment qu'un enjeu important des années à venir réside dans le pilotage de la recharge des véhicules électriques,

qui est de nature à faciliter l'insertion du parc important véhicules électriques dans le système électrique et de dégager des marges.

Les pouvoirs publics ont, depuis cette date, publié la loi du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités qui, dans son article L.334-6, précise que les infrastructures de recharge électrique devront permettre le pilotage de la recharge, selon des modalités précisées par décret.



Gestes citoyens

RTE a généralisé en 2020 le dispositif EcoWatt¹⁶ actuellement en place pour les régions Bretagne, Provence-Alpes-Côte d'Azur (régions historiquement concernées par une vigilance spécifique liée à leur situation de « péninsules électriques ») et Île-de-France. Le nouveau dispositif a été mis en ligne en novembre 2020, en lien avec l'ADEME.

L'élargissement de ce dispositif répond à l'objectif de signaler à l'ensemble des consommateurs français les jours les plus tendus en matière d'équilibre offre-demande, afin de les inciter à modérer leur consommation pendant ces périodes précises. Il constitue ainsi un levier pour mobiliser les gestes citoyens en situation de tension, et informer consommateurs et citoyens des mesures prises et du niveau de risque sur l'approvisionnement en électricité.

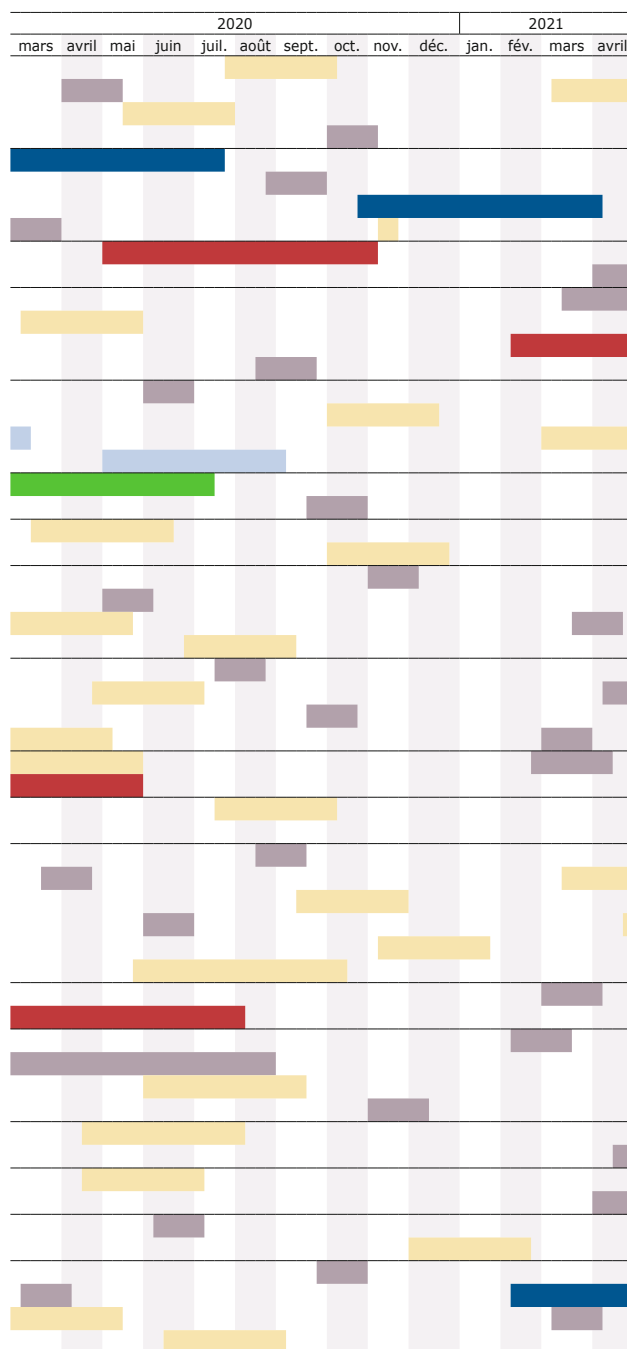
¹⁵. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/electromobilitee%20synthese.pdf>

¹⁶. <https://www.monecowatt.fr>

ANNEXE

Planning des arrêts du parc nucléaire envisagé avant la crise sanitaire (au 4 mars)

Réacteur	Palier (MW)
Blayais 1 (BLA1)	900
Blayais 2 (BLA2)	900
Blayais 3 (BLA3)	900
Blayais 4 (BLA4)	900
Bugey 2 (BUG2)	900
Bugey 3 (BUG3)	900
Bugey 4 (BUG4)	900
Bugey 5 (BUG5)	900
Belleville 1 (BEL1)	1300
Belleville 2 (BEL2)	1300
Cattenom 1 (CAT1)	1300
Cattenom 2 (CAT2)	1300
Cattenom 3 (CAT3)	1300
Cattenom 4 (CAT4)	1300
Chinon 1 (CHB1)	900
Chinon 2 (CHB2)	900
Chinon 3 (CHB3)	900
Chinon 4 (CHB4)	900
Chooz 1 (CHO1)	1450
Chooz 2 (CHO2)	1450
Civaux 1 (CIV1)	1450
Civaux 2 (CIV2)	1450
Cruas 1 (CRU1)	900
Cruas 2 (CRU2)	900
Cruas 3 (CRU3)	900
Cruas 4 (CRU4)	900
Dampierre 1 (DAM1)	900
Dampierre 2 (DAM2)	900
Dampierre 3 (DAM3)	900
Dampierre 4 (DAM4)	900
Flamanville 1 (FLA1)	1300
Flamanville 2 (FLA2)	1300
Golfech 1 (GOL1)	1300
Golfech 2 (GOL2)	1300
Gravelines 1 (GRA1)	900
Gravelines 2 (GRA2)	900
Gravelines 3 (GRA3)	900
Gravelines 4 (GRA4)	900
Gravelines 5 (GRA5)	900
Gravelines 6 (GRA6)	900
Nogent-sur-Seine 1 (NOG1)	1300
Nogent-sur-Seine 2 (NOG2)	1300
Paluel 1 (PAL1)	1300
Paluel 2 (PAL2)	1300
Paluel 3 (PAL3)	1300
Paluel 4 (PAL4)	1300
Penly 1 (PEN1)	1300
Penly 2 (PEN2)	1300
Saint-Alban 1 (SAL1)	1300
Saint-Alban 2 (SAL2)	1300
Saint-Laurent-des-eaux 1 (SLB1)	900
Saint-Laurent-des-eaux 2 (SLB2)	900
Tricastin 1 (TRI1)	900
Tricastin 2 (TRI2)	900
Tricastin 3 (TRI3)	900
Tricastin 4 (TRI4)	900



Visites décennales

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

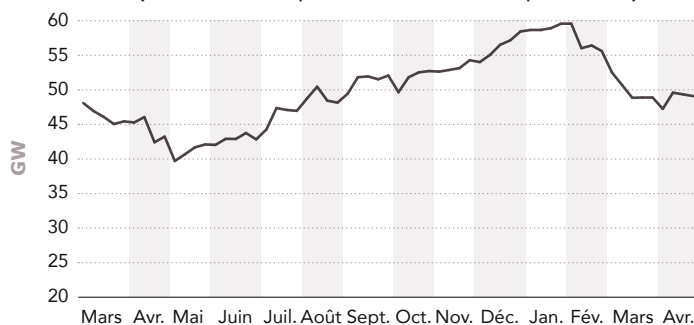
Autres arrêts

- Arrêt pour rechargement
- Visite partielle ou autre

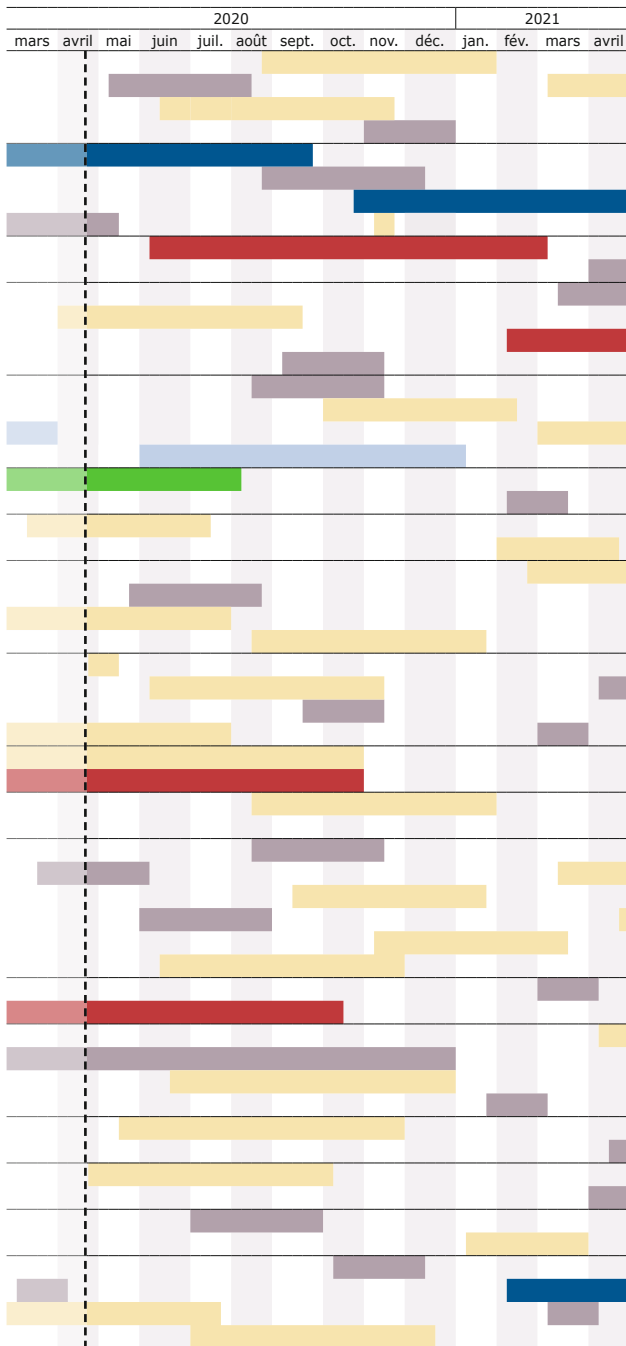
Seuls les arrêts d'une durée constatée de plus de 2 semaines sont représentés.

(source : plateforme de transparence européenne)

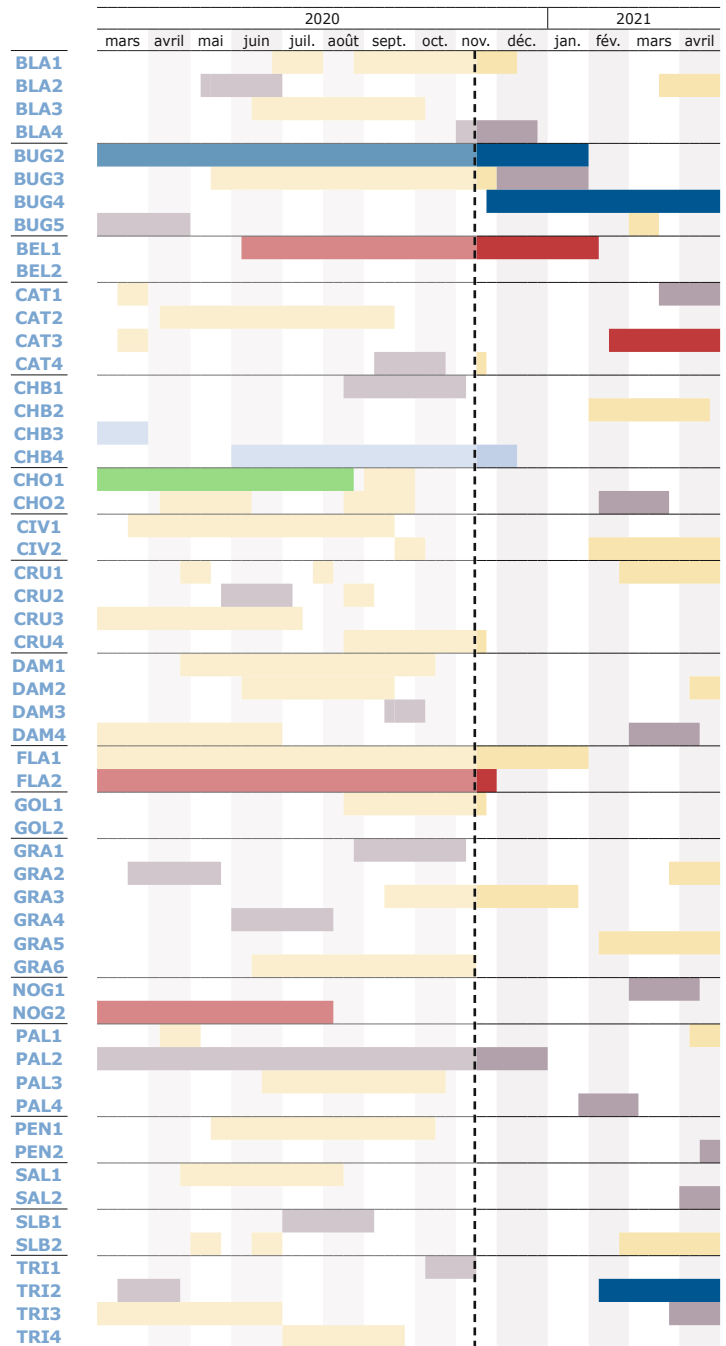
Disponibilité prévisionnelle vue du 4 mars (hors arrêts imprévus et baisses de puissance)



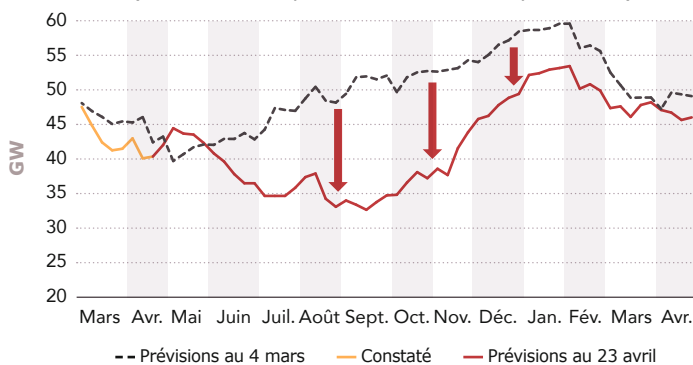
État prévisionnel des arrêts du parc nucléaire dû au confinement (au 23 avril)



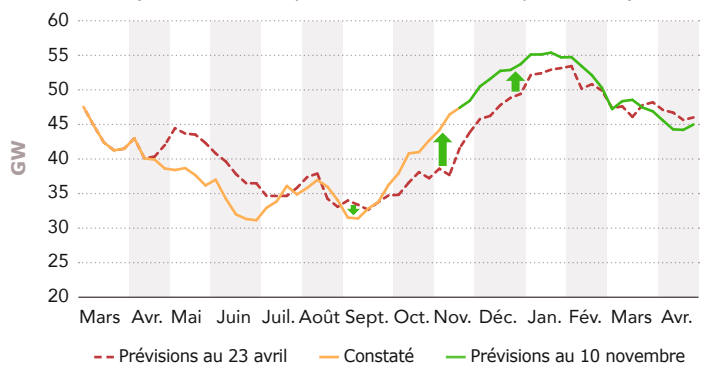
Réalisation et état prévisionnel des arrêts du parc nucléaire vu d'aujourd'hui après réaménagement du planning



Disponibilité constatée et prévisionnelle vue du 23 avril (hors arrêts imprévus et baisses de puissance)



Disponibilité constatée et prévisionnelle vue du 10 novembre (hors arrêts imprévus et baisses de puissance)





Le réseau
de transport
d'électricité

RTE

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