



L'équilibre offre-demande d'électricité pour l'été 2020

SOMMAIRE

4

SYNTHÈSE

5

DISPONIBILITÉ DE LA PRODUCTION

Une disponibilité nucléaire inférieure à l'été dernier mais sans risque pour l'approvisionnement en électricité	5
Un parc thermique à flamme similaire à l'été dernier	6
Le stock hydraulique est très supérieur à l'été dernier	7
Parc éolien et photovoltaïque	8

4

HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION

10

LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT N'EST PAS À RISQUE GRÂCE AUX IMPORTATIONS POSSIBLES DEPUIS LES PAYS EUROPÉENS VOISINS

La France dispose des marges les plus basses depuis plus de 10 ans	10
La France pourra compter sur la production disponible chez ses voisins européens pour couvrir ses besoins, même en cas de canicule et de sécheresse cumulées	11
Les capacités d'importation du réseau de transport sont à la hauteur du besoin	13

14

LES CONSOMMATIONS LES PLUS BASSES NÉCESSITERONT UNE VIGILANCE RENFORCÉE DE LA PART DE RTE

Les consommations les plus basses de l'année sont observées chaque été	14
Des surplus de production qui pourront être absorbés par nos voisins européens	15
Des tensions hautes sous surveillance	16

SYNTHÈSE

Malgré les impacts de la crise sanitaire sur la disponibilité du parc de production, la capacité installée des énergies renouvelables ainsi que la disponibilité prévisionnelle du parc de production et du réseau d'interconnexions européennes devraient permettre d'assurer la sécurité d'alimentation électrique en France, y compris en cas de canicule et de sécheresse.

1. Il n'y a pas de risque spécifique de coupure de courant cet été pour cause d'insuffisance de production. Malgré la disponibilité historiquement basse des moyens de production, il existe encore des marges significatives en France et en Europe pour assurer l'alimentation en électricité dans toutes les configurations. Seules des configurations particulièrement exceptionnelles sont susceptibles de conduire à des situations d'exploitation tendues.
2. En revanche, la probabilité que la France soit en situation d'import cet été est significativement plus élevée que les années précédentes. Le volume de ces imports pourrait représenter jusqu'à 9200 MW en juillet. En effet, un grand nombre de réacteurs nucléaires seront indisponibles du fait de la crise sanitaire (prolongation de la durée d'arrêt) ou mis à l'arrêt de manière préventive dans la perspective de l'analyse de l'équilibre offre-demande pour l'hiver 2020-2021.

3. Dans l'ensemble, la situation de vigilance porte donc bien sur l'hiver prochain. Pour l'été, les situations à surveiller seront celles combinant canicule de forte intensité et sécheresse longue.

Le contexte inédit de la fin des mesures du confinement et de la reprise économique font peser des incertitudes sur le niveau de la consommation cet été. Compte tenu du niveau prévisionnel historiquement faible du parc de production, RTE a fait le choix de l'hypothèse d'un retour à une consommation électrique normale afin de bien évaluer les conséquences. Une reprise plus lente réduirait le besoin d'importation.

Les baisses de consommation observées lors des week-ends et des jours fériés ont deux conséquences :

- ▶ un besoin d'exporter les surplus de production pouvant aller jusqu'à 6 000 MW ;
- ▶ l'apparition de phénomènes de tensions hautes, liés à la conjonction d'un niveau bas de consommation et de la disponibilité réduite du parc de production nucléaire en capacité de contribuer habituellement fortement au réglage de la tension.

Les analyses présentées dans ce document ont été élaborées par RTE à partir de l'hypothèse d'un retour à une consommation électrique normale cet été, sans impact de la crise sanitaire. Tout scénario d'une reprise de la consommation électrique plus progressive conduirait à un risque moins important sur la sécurité d'approvisionnement.

DISPONIBILITÉ DE LA PRODUCTION

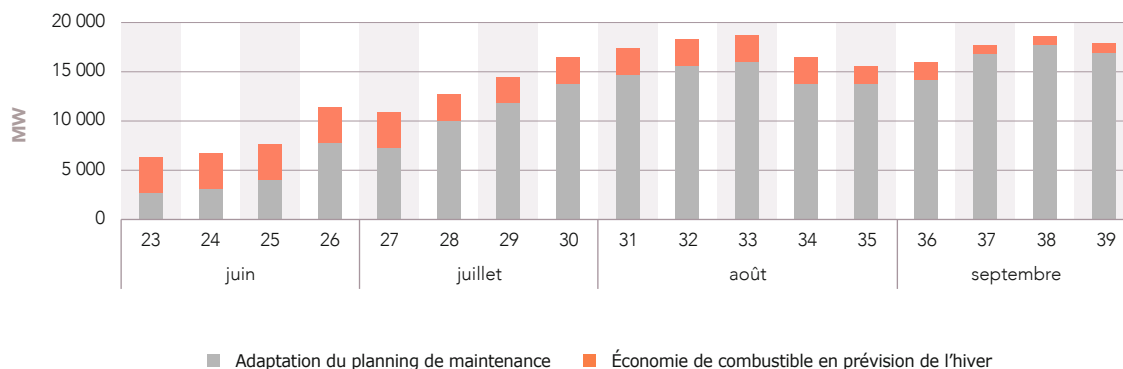
Compte-tenu des indisponibilités des moyens de production planifiées par les producteurs, des indisponibilités fortuites toujours possibles et des scénarios météorologiques fournis par Météo-France, la disponibilité moyenne du parc de production français sera inférieure de 12200 MW à l'été dernier mais restera supérieure à 60000 MW tout l'été.

Une disponibilité nucléaire inférieure à l'été dernier mais sans risque pour l'alimentation en électricité

Les prévisions réalisées avant la crise sanitaire annonçaient une meilleure disponibilité nucléaire que l'été dernier. Cependant la crise sanitaire a impacté fortement le planning de maintenance des réacteurs nucléaires. En sortie de confinement, ce prolongement des arrêts pour maintenance a réduit la disponibilité programmée de 13300 MW en moyenne cet été par rapport au dernier planning publié par le producteur avant le confinement.

À ces arrêts pour maintenance, le producteur a ajouté des arrêts longs pour économiser le combustible nucléaire. Il s'agit d'éviter les arrêts pour rechargement de combustible initialement prévus avant l'hiver prochain. Ces périodes de maintenance pourraient en effet être difficiles à mener à bien compte-tenu du nombre déjà important des chantiers de maintenance. Cette stratégie concerne quelques groupes nucléaires et a réduit

Figure 1. Augmentation de l'indisponibilité nucléaire programmée consécutive au confinement (MW) (comparaison entre les plannings fournis par EDF après et avant confinement)

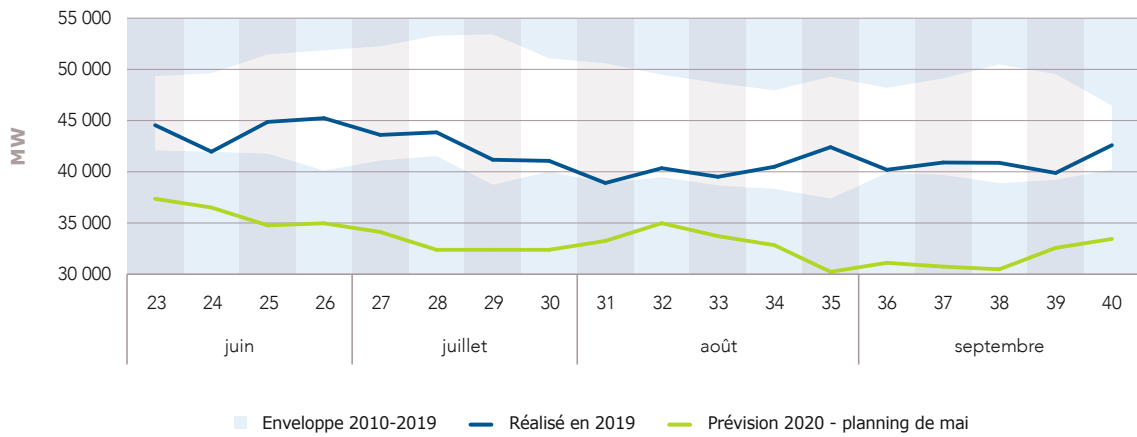


la capacité disponible de 2 500 MW supplémentaires cet été. Ces arrêts longs programmés pour économie de combustible viennent s'ajouter à des arrêts habituellement courts et programmés par EDF certains week-ends d'été, si les conditions de marché le permettent. Ceux-ci sont réversibles si la situation le nécessite et devront être appréciés

au regard des conditions de disponibilité pour l'hiver 2020/2021.

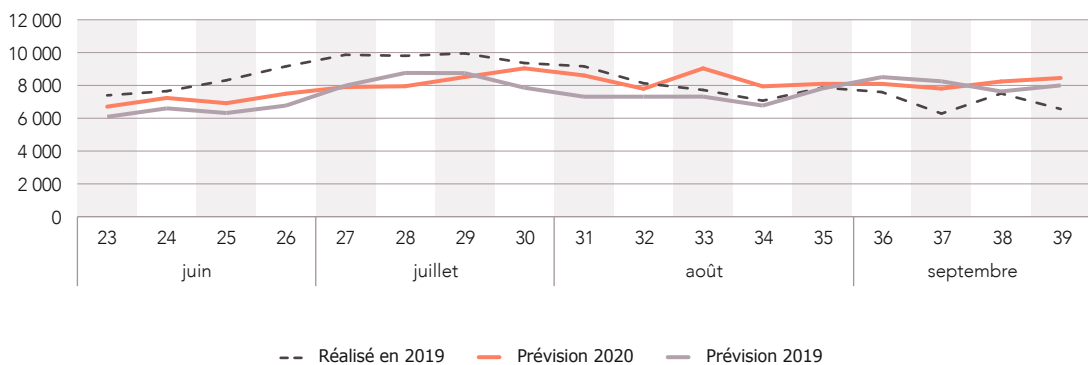
En conséquence, la disponibilité prévisionnelle du parc sera inférieure de 12 200 MW par rapport à l'été dernier, au plus bas depuis l'été 2001.

Figure 2. Puissance moyenne disponible du parc nucléaire (MW)



Un parc thermique à flamme similaire à l'été dernier

Figure 3. Disponibilité prévisionnelle du parc thermique à flamme (MW)



Comme chaque été, des arrêts pour maintenance sont programmés par les producteurs. Avec cinq CCG et un groupe charbon à l'arrêt, la disponibilité

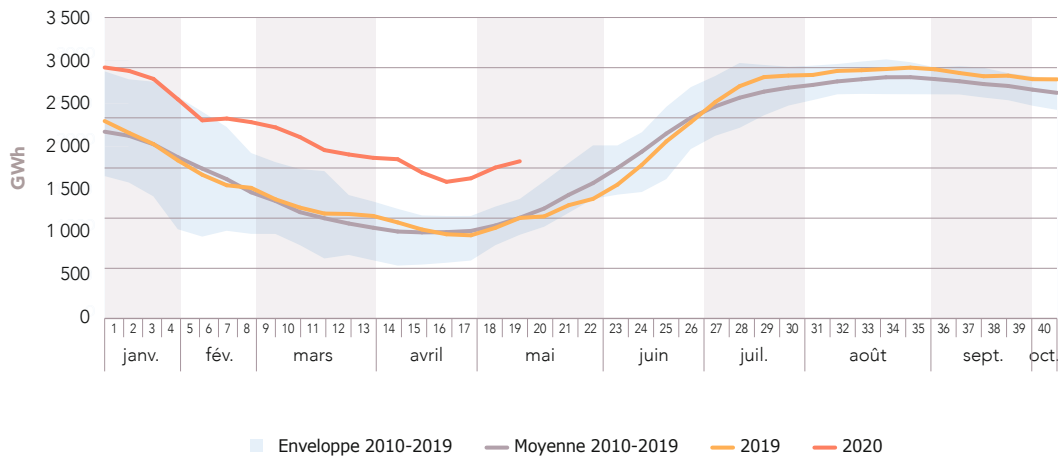
du parc thermique à flamme est similaire à l'été dernier avec 8 100 MW en moyenne.

Le stock hydraulique est très supérieur à l'été dernier

Les pluies automnales de 2019 avaient permis de retrouver un stock au-dessus de la moyenne à l'entrée de l'hiver. L'hiver doux suivi de l'impact de la crise Covid-19 n'ont pas conduit à une sollicitation importante de cette production. Pour autant,

depuis le 1^{er} janvier celle-ci est supérieure de près de 20% à 2019 du fait du besoin pour les producteurs de respecter les côtes maximales autorisées des barrages en particulier lors de la fonte des neiges.

Figure 4. Évolution du stock hydraulique (GWh)

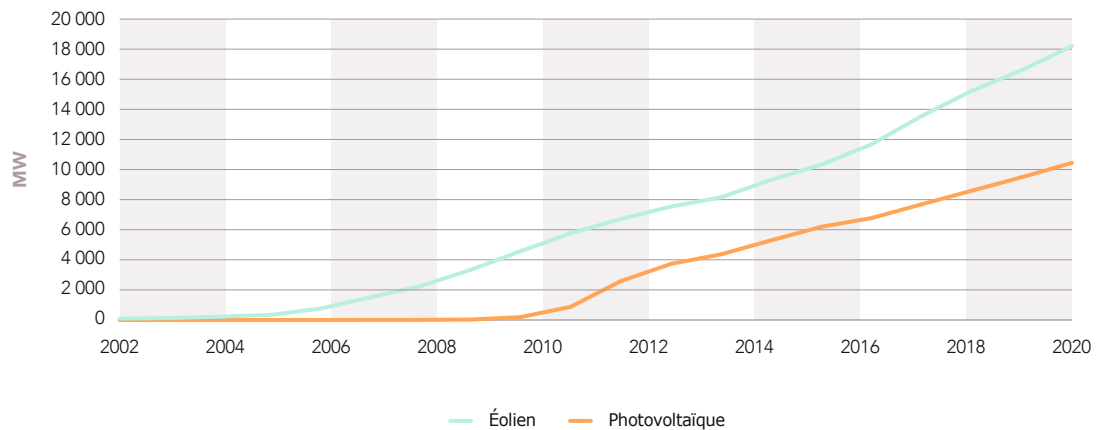


Parc éolien et photovoltaïque

La capacité éolienne installée en France continentale était de 16 670 MW au 1^{er} mars 2020, en augmentation de 1 400 MW depuis mars dernier. Le facteur de charge estival moyen de 18% descend à 12% en cas de conditions caniculaires.

La capacité photovoltaïque installée en France continentale a augmenté de 910 MW depuis mars dernier et atteignait 9 610 MW au 1^{er} avril 2020. Les scénarios fournis par Météo-France conduisent à une production photovoltaïque estimée par RTE à 5 000 MW en moyenne cet été à 13h.

Figure 5. Évolution de la puissance installée au 31 décembre (MW)



HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION

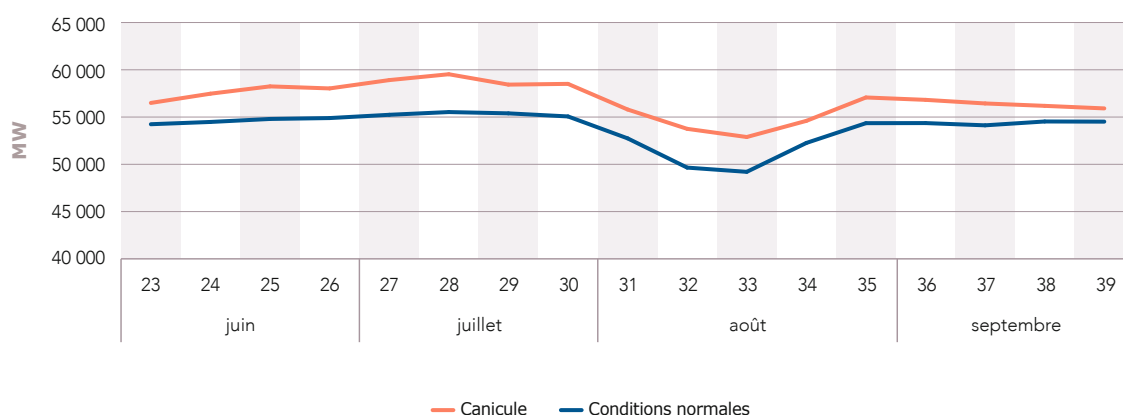
Dans une note d'analyse publiée le 7 mai, RTE a étudié l'impact de l'épidémie Covid-19 sur la consommation d'électricité. Pour ce rapport sur l'analyse du risque de déficit de production pour l'été 2020 par rapport à la consommation prévue, RTE a retenu l'hypothèse d'un retour à une consommation électrique normale cet été afin, le cas échéant, d'en mesurer l'impact sur la sécurité d'approvisionnement. Tout scénario d'une reprise de la consommation électrique plus progressive conduirait à un risque moins important sur la sécurité d'approvisionnement.

La pointe estivale de consommation devrait atteindre 55 500 MW dans les conditions normales de saison. La pointe hebdomadaire, relativement stable tout l'été, baisserait de 5 000 MW courant août du fait de l'impact usuel des vacances d'été.

Les 200 scénarios météorologiques fournis par Météo-France permettent par ailleurs à RTE de modéliser la hausse de la consommation due à l'utilisation plus importante de la climatisation qui accompagne la hausse des températures. Ce phénomène devient significatif au-dessus de 25°C de température nationale et peut atteindre jusqu'à 700 MW/°C dans les températures les plus extrêmes (pour mémoire ce gradient est de -2400 MW/°C en hiver sous l'effet du chauffage électrique). En cas de canicule forte durant 15 jours et dépassant les températures de saison de 7°C, la pointe de consommation augmente de 5000 MW.

Pour rappel, lors de la canicule de juillet 2019 qui a duré 6 jours, les températures ont dépassé les normales de saison de 8,6°C et entraîné une hausse de consommation d'électricité atteignant les 59 100 MW le 25 juillet à 13h.

Figure 6. Pointes hebdomadaires de consommation (MW) – Canicule et conditions normales



LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT N'EST PAS À RISQUE GRÂCE AUX IMPORTATIONS POSSIBLES DEPUIS LES PAYS EUROPÉENS VOISINS

Compte-tenu de la faible disponibilité nucléaire cet été, la France sera inhabituellement dépendante des importations pour son approvisionnement électrique. C'est une situation observée chaque hiver tandis que l'été donne

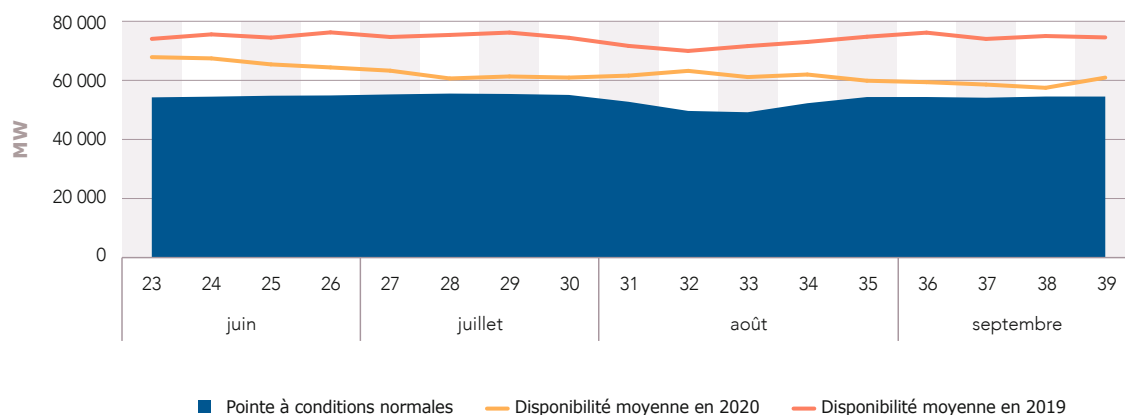
habituellement lieu à des exportations massives. Aucune situation de rupture de l'approvisionnement n'est cependant observée dans les simulations cet été.

La France dispose des marges les plus basses depuis plus de 10 ans

À condition normale de saison et selon les données moyennes de production présentées plus haut, la France disposera d'un surplus de capacité de près

de 7500 MW sur l'été seul. C'est le niveau le plus faible depuis plus de 10 ans. Il était de 20000 MW l'été dernier.

Figure 7. Pointe hebdomadaire de consommation et disponibilité moyenne du parc de production et d'effacement (MW)



Méthodologie

Afin d'analyser le risque d'un déficit de production ou d'importation pour couvrir la consommation de la France continentale, RTE envisage 2000 étés comme autant de combinaisons de scénarios de consommation et de disponibilité de production pour l'ensemble de l'Europe occidentale. Pour cela, RTE utilise notamment 200 scénarios fournis par Météo-France qui permettent d'envisager l'évolution corrélée, tant spatialement que temporellement, de la consommation et des productions éolienne et photovoltaïque. A cela s'ajoute 100 scénarios d'indisponibilité fortuite de la production et d'effacement élaborés par RTE. Tous ces scénarios sont ensuite appareillés par RTE par tirage aléatoire pour former 2000 chroniques comme autant d'étés possibles et étudiés.

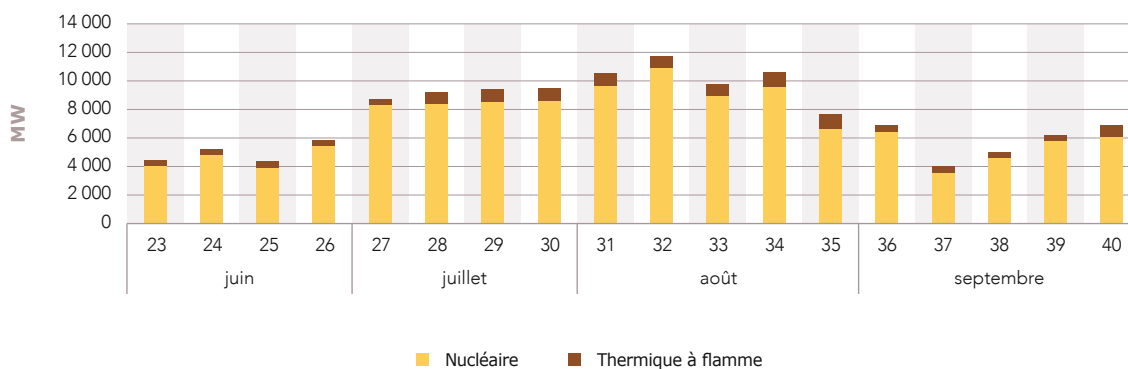
Ces chroniques sont construites par RTE pour l'ensemble des pays de l'ouest européen, conformément à la modélisation élaborée pour le Bilan prévisionnel¹.

La France pourra compter sur la production disponible chez ses voisins européens pour couvrir ses besoins, même en cas de canicule et de sécheresse cumulées

Un besoin d'import apparaît avec l'augmentation des températures. La production disponible ailleurs en Europe et les capacités d'importation du réseau devraient permettre de couvrir l'accroissement de la consommation même en cas de sécheresse et de canicule.

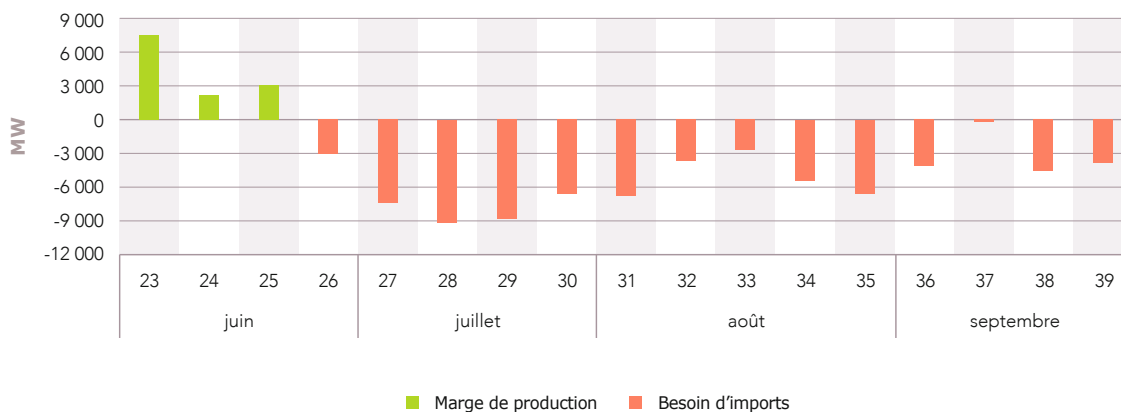
Comme présenté précédemment, la pointe de la consommation augmenterait de 5000 MW au-dessus de la pointe à conditions normales. De plus, certains groupes thermiques, et notamment les groupes nucléaires, sont soumis à des limitations de production lors d'épisodes caniculaires et/ou

Figure 8. Abattement de la production en scénario de stress (MW) (sécheresse + canicule)



1. https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2019_rapport_complet.pdf

Figure 9. Marge de production ou besoin d'import en scénario de stress (MW) (sécheresse + canicule)



de sécheresses, principalement pour respecter les températures et débits de rejet dans les fleuves qui alimentent leur circuit de refroidissement.

La disponibilité de la production se retrouve ainsi réduite de 4 500 MW en moyenne tout l'été lors d'un épisode de canicule. Cette réduction pourrait atteindre jusqu'à 11 700 MW si une sécheresse

telle qu'envisagée par le gouvernement² s'ajoutait à la canicule. Dans ce scénario de stress, canicule et sécheresse, le besoin d'import pourrait atteindre 9 200 MW mi-juillet.

Les analyses indiquent que les capacités de production nécessaires pour couvrir ce besoin existent ailleurs en Europe.

2. <https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/anticipation-secheresse-emmanuelle-wargon-fait-point-sur-situation-hydrologique-en-france>

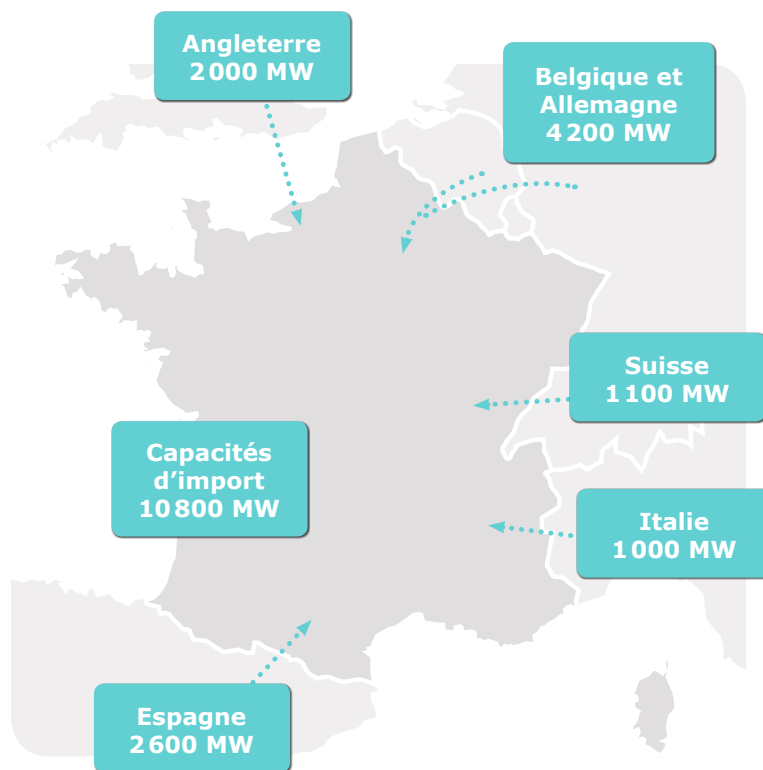
Les capacités d'importation du réseau de transport sont à la hauteur du besoin

Fort de ce diagnostic inhabituel pour la saison, RTE doit s'assurer d'une disponibilité suffisante du réseau de transport afin de garantir des capacités d'importation à la hauteur du besoin. Pour cela, RTE aménage son programme de travaux et élabore des stratégies d'exploitation permettant de maximiser la capacité d'importation tout en garantissant la sûreté d'alimentation. Les analyses prévisionnelles indiquent que le réseau de transport

pourra importer 10800 MW au minimum à la pointe de consommation, valeur largement supérieure aux besoins d'imports estimés à 9200 MW dans l'hypothèse la plus défavorable.

Les simulations de marché concernant l'Europe occidentale ne présentent par d'alerte particulière concernant les possibilités d'importations.

Figure 10. Carte des capacités d'import à la pointe de consommation de 13h



LES CONSOMMATIONS LES PLUS BASSES NÉCESSITERONT UNE VIGILANCE RENFORCÉE DE LA PART DE RTE EN RAISON DE LA SITUATION INÉDITE DE DISPONIBILITÉ DU PARC DE PRODUCTION

Au-delà du risque analysé précédemment lorsque les consommations sont importantes, il existe également des risques pour le système électrique lorsque les consommations sont les plus basses.

Compte-tenu de la faible disponibilité nucléaire cet été, ces situations inédites demanderont une vigilance particulière de la part de RTE.

Les consommations les plus basses de l'année sont observées chaque été

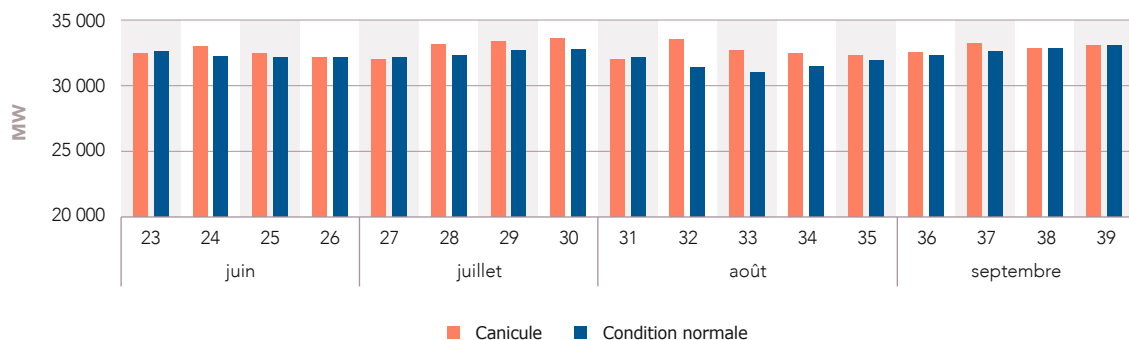
Au-delà du risque d'augmentation de la consommation en cas de canicule, l'été est aussi caractérisé par des niveaux de consommation les plus faibles de l'année.

Les creux de consommation pourraient atteindre 30 000 MW, soit près de la moitié de la pointe attendue en cas de canicule. Ils apparaissent au minimum de l'activité économique : les nuits, voire dans les creux d'après-midi, des week-ends et des jours fériés en particulier.

Ces creux de consommation ont deux conséquences : le besoin d'évacuation d'un éventuel surplus de production, ainsi que l'apparition de phénomènes de tensions hautes.

Cette situation, déjà rencontrée par RTE les années précédentes, est amplifiée en raison de la période inédite que nous traversons depuis le printemps 2020 et de la moindre disponibilité du parc de production.

Figure 11. Creux de consommation par semaine (MW)



Des surplus de production qui pourront être absorbés par nos voisins européens

Des épisodes de surplus de production nationale peuvent advenir du fait des contraintes de modulation de la production nucléaire, photovoltaïque et éolienne. Si une telle surproduction n'est pas exportée vers le reste de l'Europe, RTE pourrait imposer la baisse, voire arrêter les productions les plus chères. Ce type de phénomènes n'est pas propre à la France : il est à l'origine des épisodes ponctuels de plus en plus fréquents de prix négatifs sur les marchés de gros de l'électricité en Europe.

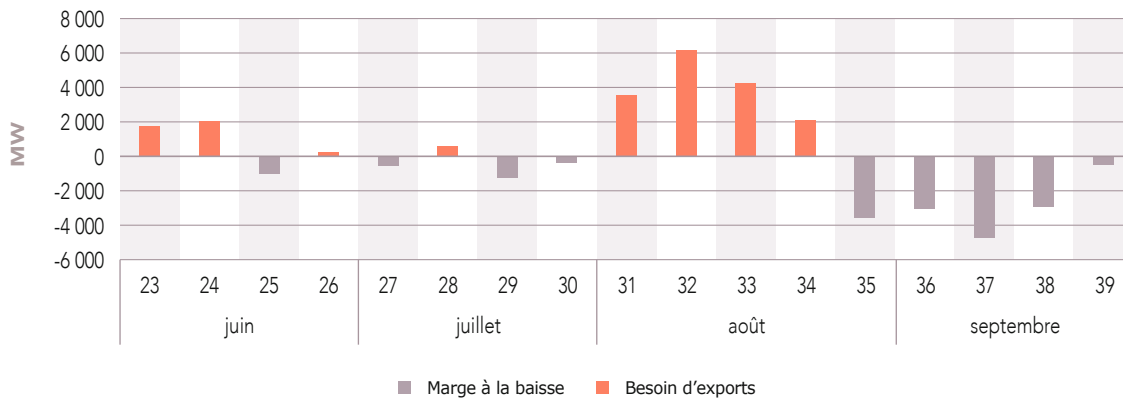
Même si cela peut sembler à première vue paradoxal, la disponibilité particulièrement faible du parc nucléaire français ne fait pas forcément disparaître ce premier risque. D'une part, la consommation est faible en été d'une manière générale et pourrait l'être encore plus cette année, selon la dynamique de la reprise post confinement. D'autre part, la poursuite du développement de la production éolienne (et photovoltaïque) peut faire apparaître dans les périodes de creux de consommation de brèves périodes de surproduction à l'échelle nationale. Enfin, l'apparition de tels

épisodes dépend de la modulation effective dont sont capables les groupes thermiques à flamme et nucléaires en service. Celle-ci dépend de leurs contraintes techniques du moment et plus généralement de la stratégie d'exploitation des producteurs. Une analyse circonstanciée est donc nécessaire.

Les simulations de marché utilisées pour anticiper les risques d'insuffisance de production permettent aussi d'identifier les risques de surplus de production. Dans les situations les plus contraintes, un besoin impératif d'export est identifié sur la première quinzaine de juin et au mois d'août. Le besoin reste cependant très inférieur aux capacités d'exportation du réseau qui culminent au-delà de 14 000 MW.

Les simulations de marché menées par RTE montrent que le reste de l'Europe devrait être en mesure d'absorber ce surplus et même plus. Une attention renforcée est néanmoins de mise en août où les marges à la baisse devraient être les plus faibles.

Figure 12. Marge à la baisse et impératif d'exports lors des consommations faibles (MW)
(la prévision est inférieure à ces niveaux d'exports dans 99% des simulations)



Des tensions hautes sous surveillance

Lors des périodes de faible consommation, des phénomènes de tensions hautes peuvent apparaître en lien avec la charge des lignes du réseau de transport qui est temporairement réduite. Ces phénomènes peuvent être amplifiés lorsque la production diffuse, EnR principalement, est forte. Ces phénomènes de tensions hautes sont connus de RTE ; ils sont cependant amplifiés par la situation inédite que nous traversons, notamment du fait de la faible disponibilité du parc de production.

Pour gérer ces phénomènes de tensions hautes, RTE mobilise habituellement une large palette de leviers :

- ▶ optimisation du réseau de transport : topologie, utilisation de moyens de compensation (selfs, compensateurs statiques de puissance réactive), mises hors tension de lignes, etc. ;
- ▶ mobilisation des capacités de réglage de la tension des groupes de production raccordés au réseau de transport ;
- ▶ mobilisation des capacités de réglage de la tension des consommateurs industriels raccordés au réseau de transport ;
- ▶ coordination avec les gestionnaires des pays voisins ;

- ▶ mobilisation de moyens de réglages de la tension raccordés sur les réseaux de distribution en particulier au niveau de la production EnR.

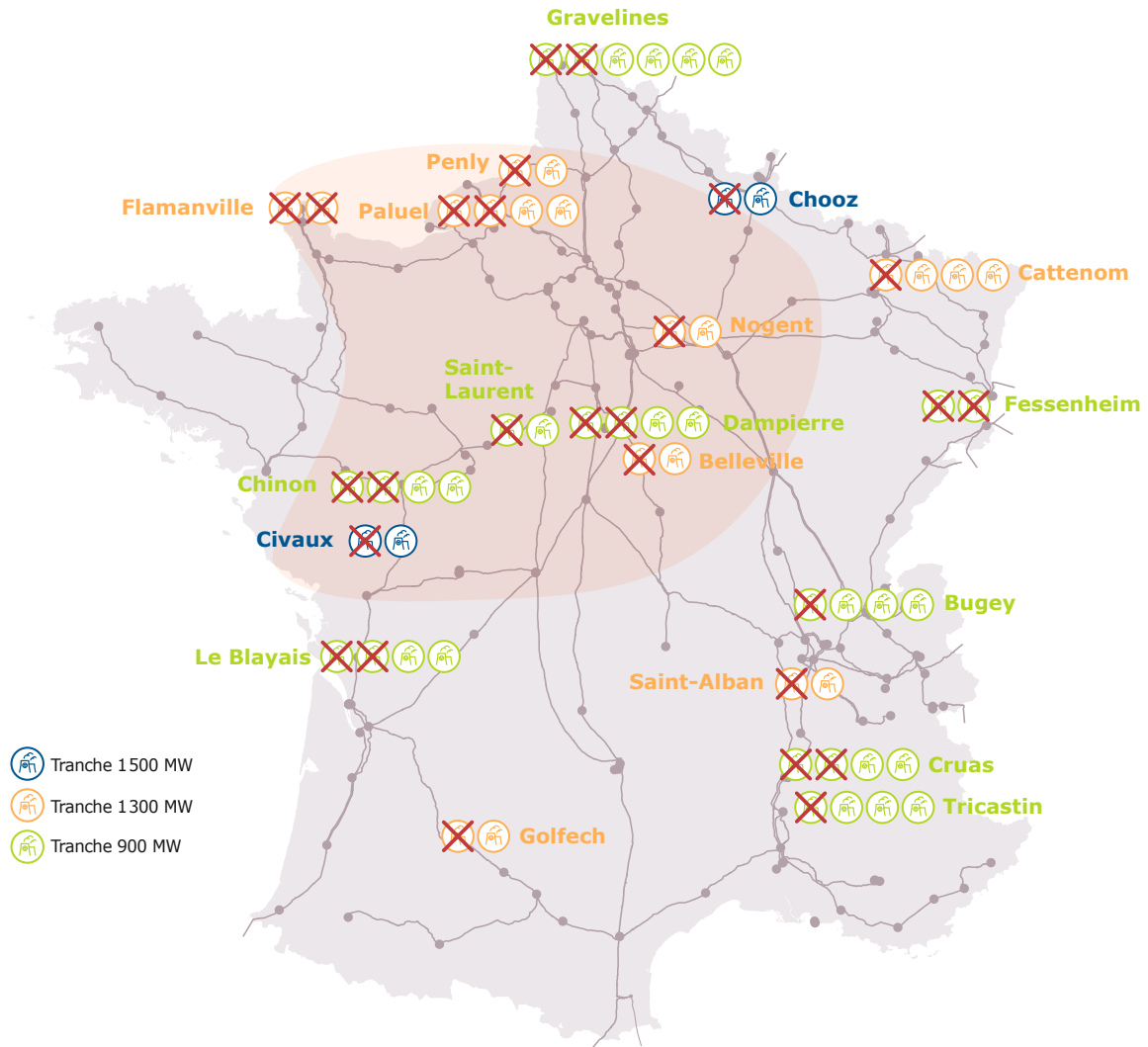
Les centrales nucléaires sont des moyens essentiels de cette régulation. L'importante indisponibilité du parc nucléaire prévue cet été rend donc indisponible une grande partie de ces leviers.

La carte ci-contre montre que le nombre de groupes nucléaires disponibles est particulièrement faible sur la moitié nord-ouest de la France. Cette partie du pays, allant de la Normandie au Poitou, du Centre à la Champagne, de la Picardie à la région parisienne, disposera alors de moins de leviers pour régler la tension.

Des solutions complémentaires sont à l'étude et pourront être mobilisées par RTE dans la zone :

- ▶ approfondissement de la mobilisation des capacités de réglage de la tension des EnR raccordées au réseau de transport ;
- ▶ mobilisation de capacités supplémentaires de réglages raccordées sur les réseaux de distribution.

Figure 12. Indisponibilité des réacteurs nucléaires en France au cœur de l'été





Le réseau
de transport
d'électricité

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

