



# L'équilibre offre-demande d'électricité

pour l'hiver 2019-2020

---

SYNTHÈSE

# SOMMAIRE

---

## 3

### Synthèse

**Un hiver plus favorable en janvier février 2020 que l'an dernier du point de vue de la sécurité d'approvisionnement**

## 4

### 1. État des lieux de la consommation et de la production pour l'hiver 2019-2020

- |            |   |   |
|------------|---|---|
| <b>1.1</b> | La consommation d'électricité est stable et reste très dépendante des vagues de froid                       | 4 |
| <b>1.2</b> | À partir de janvier, la disponibilité nucléaire est supérieure aux hivers passés                            | 5 |
| <b>1.3</b> | Le parc renouvelable continue son développement et participe davantage à l'approvisionnement en électricité | 6 |
| <b>1.4</b> | Thermique à flamme  | 8 |
| <b>1.5</b> | Des effacements stables mais dont la fiabilité reste faible   | 8 |
| <b>1.6</b> | RTE optimise en permanence les capacités d'interconnexion   | 9 |

## 10

### 2. Un hiver plus favorable en janvier février 2020 que l'an dernier du point de vue de la sécurité d'approvisionnement

- |            |   |    |
|------------|---|----|
| <b>2.1</b> | Une vision prévisionnelle de l'équilibre offre demande conforme à la réglementation | 11 |
| <b>2.2</b> | La sensibilité de l'approvisionnement aux périodes de grand froid demeure           | 12 |
| <b>2.3</b> | Territoires et risque local   | 13 |

# UN HIVER PLUS FAVORABLE EN JANVIER FÉVRIER 2020

## QUE L'AN DERNIER DU POINT DE VUE DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

---

La consommation prévue cet hiver est stable par rapport à l'an dernier et reste très dépendante des températures. Pour répondre à cette demande, RTE peut compter sur une disponibilité, a priori plus favorable que les hivers derniers, de l'hydraulique et du parc nucléaire. Par ailleurs, la coopération quotidienne entre les gestionnaires de réseau de transport et les travaux menés par ces derniers permettent de bénéficier au maximum des capacités de production disponibles chez nos voisins.

Néanmoins, sur la base du retour d'expérience des dernières années – tel que décrit dans le Bilan prévisionnel 2019 – les dates effectives de fin d'arrêt des réacteurs actuellement en maintenance peuvent être décalées, ou des arrêts supplémentaires peuvent intervenir pour diverses raisons (cf. arrêt des réacteurs de Cruas pour vérification suite au séisme dans le Sud-Est de la France). RTE reste donc mobilisé pour anticiper les conséquences de tout retard des groupes ou vague de grand froid.

Cette note synthétise les résultats obtenus pour l'analyse saisonnière du passage de l'hiver. Pour plus de détails sur les hypothèses et modélisations, voir le chapitre dédié du Bilan Prévisionnel Édition 2019 qui comporte une description exhaustive de ces paramètres.

# 1. ÉTAT DES LIEUX

## DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION POUR L'HIVER 2019-2020

---

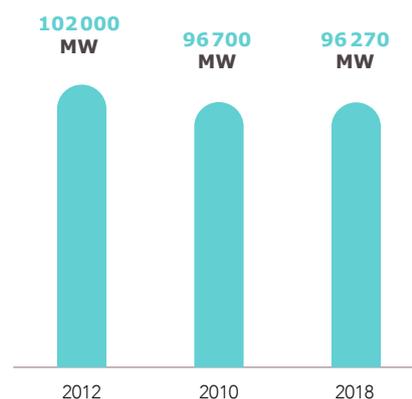
### 1.1 La consommation d'électricité est stable et reste très dépendante des vagues de froid

Si les températures sont conformes cet hiver aux moyennes de saisons, la pointe de consommation d'électricité nationale<sup>1</sup> devrait atteindre 85 000 MW, soit un niveau comparable à celui des hivers passés. Cette stabilité de la consommation est une tendance de fond observée depuis une décennie.

La consommation hivernale française est particulièrement sensible aux températures. Le système électrique français est particulièrement thermosensible : la consommation électrique peut augmenter jusqu'à 2 400 MW par degré en moins en cas de vague de froid sévère et durable, soit l'équivalent de la consommation de Paris intra-muros. RTE estime que la pointe de consommation hivernale pourrait ainsi dépasser les 100 000 MW lors d'une vague de froid importante présente dans 10% des scénarios fournis par Météo-France.

La vague de froid de février 2012 a conduit à la consommation maximale historique en France de 102 000 MW. La sécurité d'approvisionnement si une telle vague de froid venait à se produire cet hiver a fait l'objet d'une analyse spécifique.

**Figure 1.** Les trois points historiques de consommation électrique en France



1. Hors Corse

## 1.2 À partir de janvier, la disponibilité nucléaire est supérieure aux hivers passés

L'analyse des plannings d'arrêts réalisés ces dernières années entraîne des incertitudes quant à la capacité du parc nucléaire à respecter les durées d'arrêt annoncées avant l'hiver.

Pour cet hiver, la date de fin d'arrêt des deux réacteurs de Flamanville a déjà été reportée d'un mois entre les plannings fournis début octobre et début novembre<sup>2</sup>.

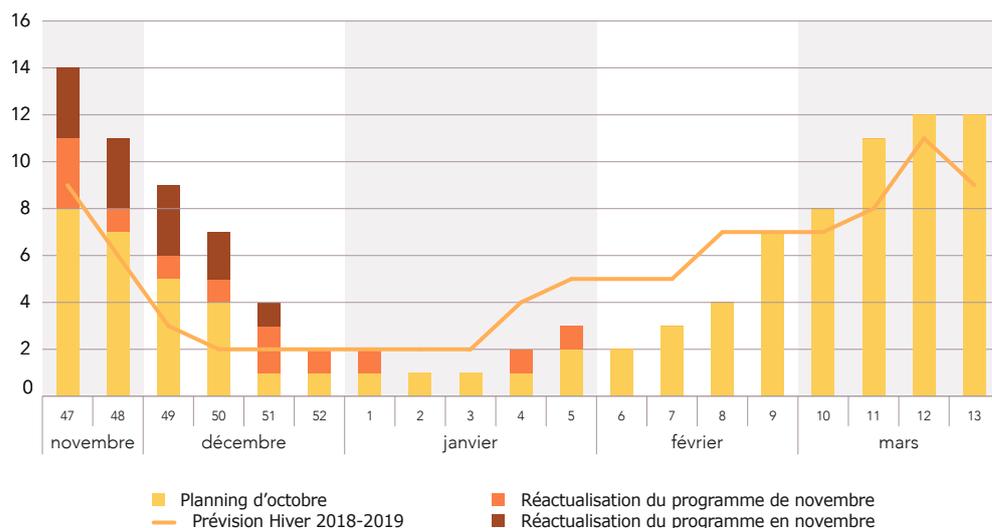
De plus, suite au tremblement de terre du 11 novembre 2019, les trois groupes de Cruas ont été arrêtés avec des retours en exploitation annoncés par EDF sur la première moitié de décembre. La disponibilité nucléaire est donc inférieure à l'an dernier jusqu'à Noël mais devient supérieure à partir de janvier.

Ainsi, les plannings d'arrêts fournis en date du 1<sup>er</sup> novembre 2019 par le producteur font

apparaître que pour la première fois depuis 2015<sup>3</sup>, un seul arrêt de groupe nucléaire est planifié en janvier. Cette situation, si elle se produit effectivement, serait particulièrement favorable à la sécurité d'approvisionnement. À titre de comparaison, 4 réacteurs étaient programmés à l'arrêt en janvier dernier, et les indisponibilités constatées en janvier sont de plus en plus fréquentes.

RTE sera donc particulièrement vigilant quant aux évolutions éventuelles de la disponibilité du parc nucléaire. L'analyse du passage de l'hiver est ainsi fondée sur une hypothèse plus prudente de prolongation des durées d'arrêt pour les visites décennales (deux mois en moyenne au-delà du planning) en cohérence avec ce qui a été observé ces dernières années. Cette hypothèse a été retenue par RTE suite à concertation avec les acteurs dans le cadre du Bilan prévisionnel.

**Figure 2.** Réacteurs nucléaires à l'arrêt à date du 14 novembre 2019



2. Pour suivre en temps réel les indisponibilités des moyens de production déclarées par les producteurs, rendez-vous sur le portail Clients de RTE, <https://www.services-rte.com/>

3. De 2012 à 2015, il y avait un groupe à l'arrêt au planning en janvier.

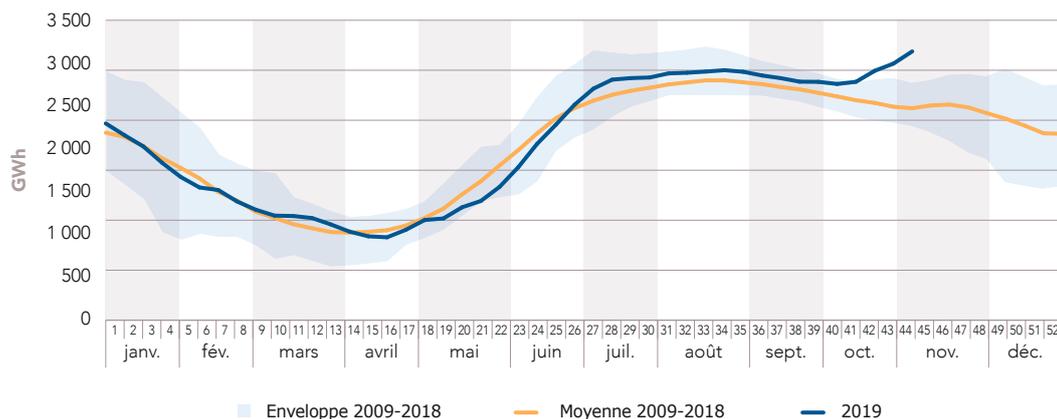
### 1.3 Le parc renouvelable continue son développement et participe davantage à l’approvisionnement en électricité

#### L’hydraulique

Tous les mois de l’année 2019 jusqu’en septembre ont connu des cumuls de pluie inférieurs à la normale<sup>4</sup>. Pourtant, le stock hydraulique est supérieur aux moyennes historiques en cette entrée d’hiver, selon les informations fournies par les concessionnaires. Cela a été rendu possible par un moindre

usage du stock hydraulique par les acteurs du marché. Ainsi, le premier semestre 2019 a vu la production a vu la production hydraulique être inférieure de 30% à celle du premier semestre 2018<sup>5</sup>. L’effet de l’économie des stocks a été par ailleurs amplifié par des pluies importantes en octobre<sup>6</sup>.

**Figure 3.** Évolution du stock hydraulique



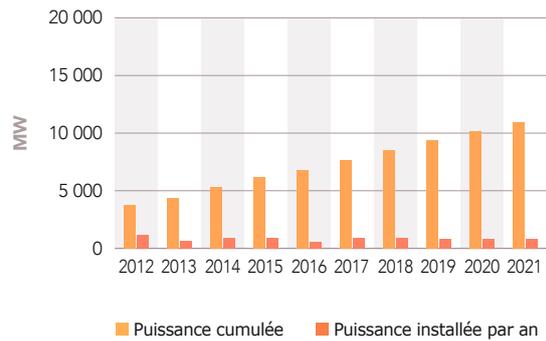
4. Source Eau France : Bulletin de situation hydrologique de septembre 2019  
 5. Source RTE : Le mensuel de l’électricité, juin 2019  
 6. Source Météo-France : Bulletin de Situation Hydrologique au 1<sup>er</sup> novembre 2019

### Le photovoltaïque

Le parc photovoltaïque poursuit son développement à un rythme similaire à celui observé ces dernières années. La capacité installée sera de 9 300 MW à l'entrée de l'hiver, soit 850 MW de plus que l'hiver dernier.

La production photovoltaïque 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.

**Figure 4.** Hypothèse d'évolution du parc solaire photovoltaïque

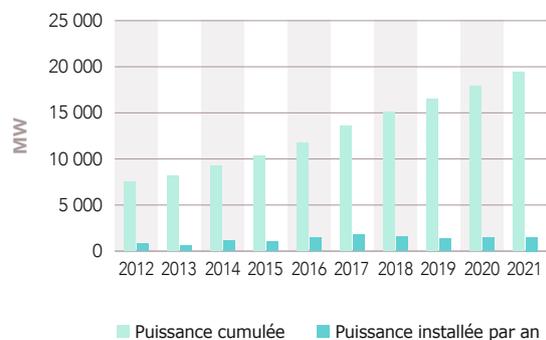


### L'éolien

De la même manière, le parc éolien continue son développement avec 1400 MW installés depuis l'hiver dernier pour une capacité totale raccordée de 16 500 MW à l'entrée de l'hiver.

En cohérence avec les observations des années passées, la production éolienne marque le pas en cas de vague de froid. En hiver, la production éolienne produit en moyenne 23% de sa capacité installée.

**Figure 5.** Hypothèse d'évolution du parc éolien terrestre



## 1.4 Thermique à flamme

Enfin, le parc thermique est identique à l'an dernier selon les plannings fournis par les producteurs soient : 11700 MW de de groupes alimentés au

gaz, jusqu'à 3000 MW de groupes charbon, en cas de fonctionnement à puissance maximale, et 1300 MW de turbines à combustion.

## 1.5 Des effacements stables mais dont la fiabilité reste faible

Les effacements, de tous types, activables par RTE représentent 2900 MW cet hiver.

Les effacements recouvrent la capacité des consommateurs ayant souscrit des contrats spécifiques à diminuer leur consommation à la demande de leur fournisseur d'électricité, d'un opérateur d'effacement ou de RTE, par exemple en cas de pointes de consommation. Ils constituent des sources de flexibilité pour la gestion de l'équilibre offre-demande au même titre que la production.

Les problèmes de fiabilité de la filière effacements identifiés depuis plusieurs années ne sont pas encore résolus. Ce déficit de fiabilité reste un sujet de vigilance quant à la contribution des

effacements à la sécurité d'approvisionnement et à l'équilibrage temps-réel du système électrique. Sur la base du retour d'expérience des deux derniers hivers, RTE retient alors une disponibilité moyenne des offres d'effacements qui lui sont faites de 50% pour cet hiver.

Les signaux tarifaires gérés par RTE et les fournisseurs permettent par ailleurs d'inciter les titulaires des contrats régulés (ex : TEMPO) à réduire leur consommation. Sur la base des puissances constatées ces dernières années, l'effacement de consommation activé par ce dispositif est estimé à 600 MW en moyenne cet hiver contre 850 MW l'année dernière, compte-tenu de la diminution du nombre de contrats régulés.

## 1.6 RTE optimise en permanence les capacités d'interconnexion

La fin du chantier de remise en état de l'interconnexion Hernani-Argia-Cantegrit permet de retrouver des capacités d'importation depuis l'Espagne proches de 90% de celles de l'hiver passé à compter de fin décembre.

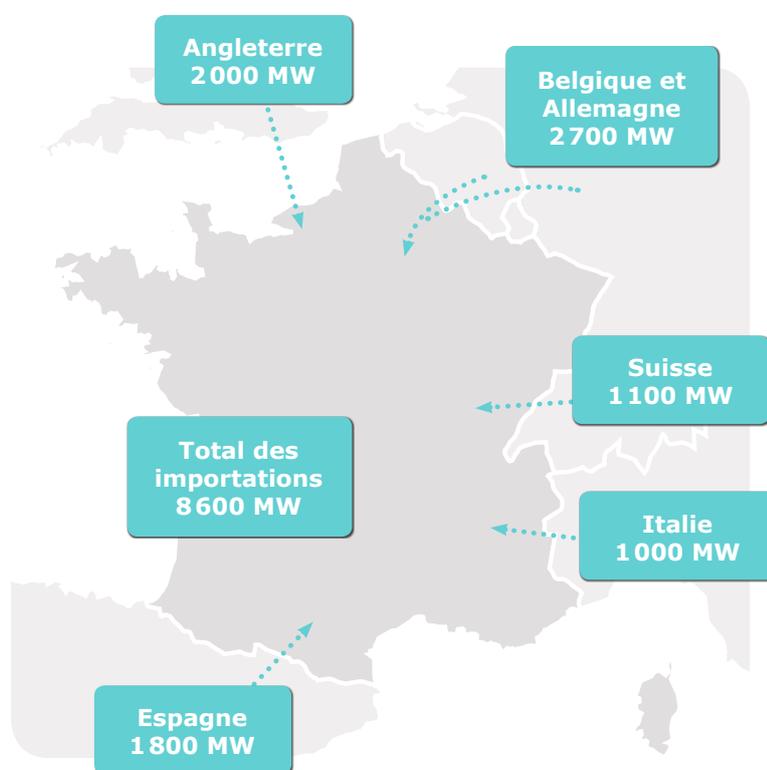
On notera que plusieurs pays voisins semblent également aborder l'hiver dans de meilleures conditions que l'an dernier selon les GRT (gestionnaires de réseau de transport d'électricité) concernés :

- ▶ pas d'alerte sur l'équilibre offre-demande en Belgique contrairement à l'hiver dernier,
- ▶ moins de contraintes à l'export en Allemagne envisagées par les GRT allemands que l'hiver passé,

- ▶ pas d'alerte au stock hydraulique en Suisse comme c'était le cas l'an passé,
- ▶ pas de crainte particulière en Italie et Espagne qui connaissent des pointes de consommation plus importantes en été qu'en hiver du fait de la climatisation.

Ces informations et les parcs de production déclarés disponibles dans les pays voisins laissent envisager des possibilités d'importations plus importantes que l'année passée en cas de tension sur l'approvisionnement en France.

**Figure 6.** Estimation des importations moyennes en cas de vague de froid



## 2. UN HIVER PLUS FAVORABLE EN JANVIER FÉVRIER 2020

### QUE L'AN DERNIER DU POINT DE VUE DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Compte tenu des hypothèses décrites précédemment, la disponibilité effective de la production et des effacements est inférieure à celle de l'hiver dernier sur les mois de novembre et décembre, du fait des retards déjà annoncés par le producteur EDF auxquels s'ajoutent les arrêts des 3 réacteurs de Cruas.

Sur le mois de janvier, la disponibilité prévisionnelle moyenne est comparable à celle de l'hiver dernier, en prenant en compte le risque de prolongation des arrêts planifiés des groupes nucléaires. Sur le mois de février, la disponibilité prévisionnelle moyenne est supérieure à celle de l'hiver dernier, d'environ 1000 MW en moyenne.

Comparaison de la disponibilité prévisionnelle moyenne à 19h avec l'hiver dernier (MW)

	Novembre	Décembre	Janvier	Février
 Nucléaire	-4 500	-3 000	<b>0</b>	<b>+1 000</b>
 Thermique	=	=	=	=
 Hydraulique	=	=	=	=
 Éolien	+300	+300	<b>+300</b>	<b>+300</b>
 Photovoltaïque	=	=	=	=
 Effacements	-700	-700	<b>-700</b>	<b>-700</b>
 Imports	+500	+500	<b>+500</b>	<b>+500</b>
<b>Total</b>	<b>-4400</b>	<b>-2900</b>	<b>+100</b>	<b>+1100</b>

## 2.1 Une vision prévisionnelle de l'équilibre offre demande conforme à la réglementation

L'espérance de défaillance des marchés, ne signifiant pas coupure d'électricité, correspond à la durée moyenne de recours aux moyens post marché sur l'ensemble des scénarios de production et de consommation. Ces moyens post marché, utilisés pour équilibrer offre et demande dans des conditions défavorables de températures ou d'indisponibilités fortuites des groupes de production, sont :

- ▶ l'appel aux éco-gestes citoyens pour réduire la consommation (quelques centaines de MW),
- ▶ l'interruptibilité de 22 sites industriels rémunérés (de l'ordre de 1 500 MW),
- ▶ la baisse de la tension (jusqu'à 4 000 MW),
- ▶ si les moyens précédents ne sont pas suffisants, la mise en place en dernier recours de coupures momentanées, localisées et tournantes afin d'éviter un blackout.

Le risque de défaillance pour approvisionner la France est caractérisé, cet hiver, par une espérance de défaillance de 3 heures, conforme au critère réglementaire.

À noter que dans l'hypothèse d'une tenue des plannings d'arrêts pour maintenance annoncés par le producteur EDF, l'espérance de défaillance ne serait que de 2 heures contre 3 heures dans l'hypothèse retenue ci-dessus. La disponibilité moyenne des moyens de production et d'effacement serait supérieure à celle de l'hiver dernier de 1 500 MW en janvier et 2 000 MW en février si l'allongement constaté ne se prolongeait pas.

## 2.2 La sensibilité de l’approvisionnement aux périodes de grand froid demeure

Le risque est globalement moindre que l’hiver dernier mais ne disparaît pas complètement.

Au-delà de l’espérance de défaillance des marchés, divers scénarios, certes de faible probabilité, conduiraient à des situations tendues. La combinaison la plus défavorable des aléas de consommation et de production en Europe, combinant des arrêts inopinés de production ainsi que des conditions climatiques défavorables (grand froid et faible vent), pourrait conduire à plusieurs journées de tension sur l’approvisionnement français.

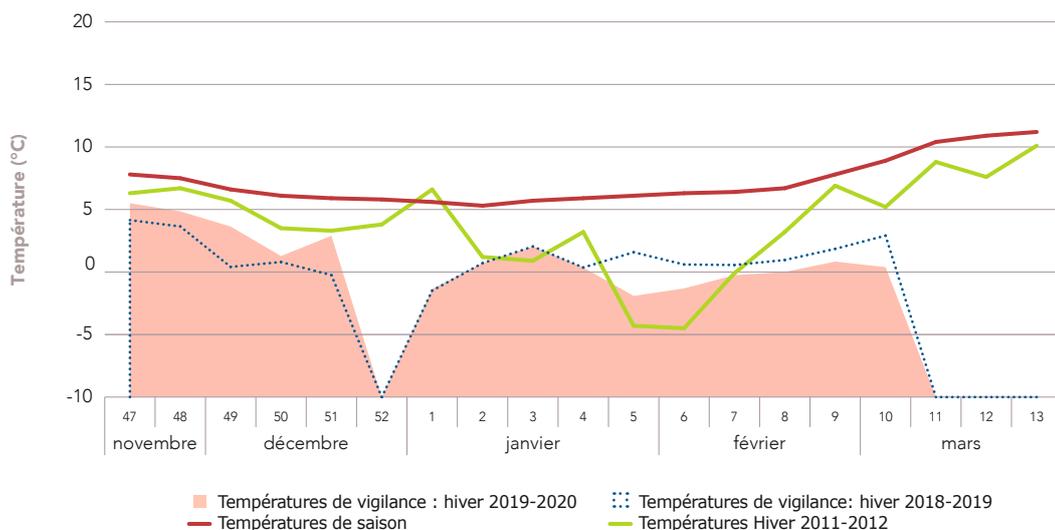
On appelle températures de vigilance les températures nationales en dessous desquelles des conditions défavorables (faible disponibilité des groupes de production et des effacements, forte consommation) pourraient conduire à une tension sur l’approvisionnement. Les températures de vigilance sont cet hiver supérieures de deux degrés en moyenne en novembre et décembre par rapport à l’hiver dernier, compte-tenu de la disponibilité du

parc nucléaire. Elles sont similaires sur le mois de janvier et inférieures de un degré en février.

La mobilisation par RTE des moyens post marché permet de contenir le risque de coupures momentanées, localisées et tournantes à moins de 2 % des scénarios envisagés cet hiver avec, en moyenne, 2 000 MW de coupure sur une à deux journées en heures ouvrées. À titre de comparaison, le risque de coupure était envisagé sur 7 journées l’hiver dernier même si, compte-tenu des conditions météorologiques et des fortuits de production avérés, aucune activation des leviers post marchés n’a été nécessaire.

L’hypothèse d’une vague de froid identique à celle de février 2012 (mêmes conditions de température et de vent) conduit à une espérance de défaillance des marchés d’une dizaine d’heures pendant la vague de froid. Le risque de coupures momentanées, localisées et tournantes s’observe alors dans 15 % des scénarios d’aléas envisagés.

**Figure 7.** Températures de vigilance



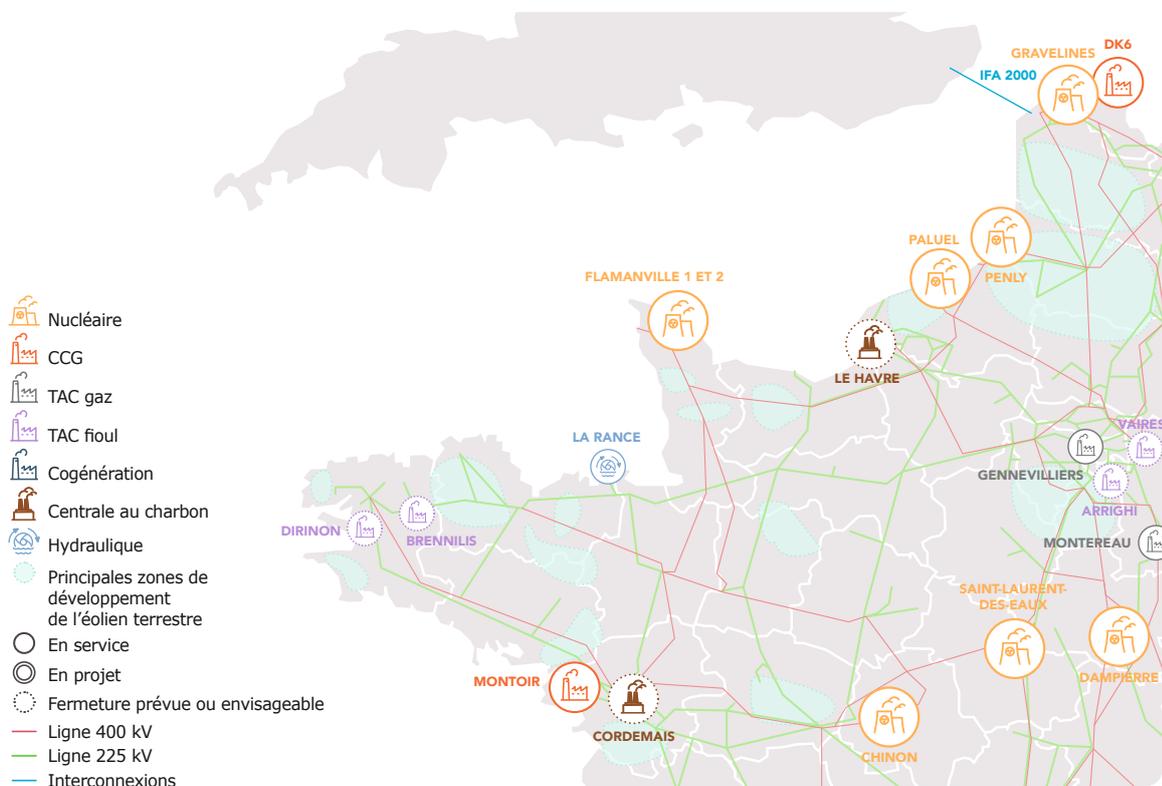
## 2.3 Territoires et risque local

Sur la base des plannings de disponibilité fournis par les producteurs, les risques sur l'approvisionnement local sont globalement maîtrisés. La situation est néanmoins 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 dans le quart Nord-Ouest et en particulier celle des réacteurs de Flamanville.

Conformément aux éléments rendus public dans le cadre des analyses complémentaires au Bilan prévisionnel 2018, un risque d'écroulement de tension dans le quart Nord-Ouest existe en effet. Ce risque n'est pas inclus dans la défaillance étudiée précédemment.

En hiver, l'augmentation de la consommation d'électricité en France peut conduire à des imports d'électricité significatifs depuis le Royaume-Uni et la Belgique. Les importations d'électricité sont alors orientées vers le Bassin parisien, les Pays de la Loire et la Bretagne, globalement peu dotés en moyens de production. Ce transport longue-distance a pour effet d'entraîner une chute de tension qui peut être marquée si la consommation de cette zone est élevée. Dans ces situations de tension basse, le système électrique se trouve fragilisé avec un risque (en cas d'aléa) d'écroulement de la tension pouvant se propager aux zones environnantes.

**Figure 8.** Moyens de production dans le grand quart Nord-Ouest à l'hiver 2019-2020



Ce risque est attesté depuis les années 2000, au cours desquelles RTE a renforcé le réseau dans le cadre du « Pacte électrique breton » au regard de l'évolution alors prévue du mix énergétique de la zone. En période de grand froid et en cas de persistance du risque d'écroulement de tension après sollicitation des leviers disponibles (production et effacements), certaines configurations peuvent nécessiter de recourir aux moyens post marché. Ces leviers seraient alors utilisés pour éviter un incident de grande ampleur tout en réduisant au maximum l'impact sur les consommateurs.

L'absence d'un voire des deux groupes de Flamanville serait particulièrement prépondérante sur la fragilité de la zone. Après sollicitation de l'ensemble des leviers disponibles (adaptations

du réseau et leviers marchés), RTE pourrait avoir à recourir aux moyens post marché comme la baisse de la tension sur les réseaux de distribution dans une zone comprise entre Paris, Nantes et Cherbourg pour maintenir le niveau global de la tension. Avec le planning actuel, la durée moyenne de recours aux moyens post marchés pour maintenir la tension est estimée à 13 heures et serait portée à 29 heures en cas d'indisponibilité prolongée des deux groupes de Flamanville.

RTE sera donc particulièrement attentif, cet hiver, à la disponibilité de l'ensemble des moyens de production qui permettent de maîtriser le risque d'écroulement de la tension et en particulier au planning de retour des groupes de Flamanville.





Le réseau  
de transport  
d'électricité

**RTE**  
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,  
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

