

# COMPLÉMENTS SUR LA FERMETURE DES CENTRALES AU CHARBON : ANALYSE DES SITUATIONS LOCALES

---

Le Bilan prévisionnel 2018, publié le 15 novembre dernier, a montré que la fermeture des quatre dernières centrales de production d'électricité au charbon était possible, sous réserve du respect d'un certain nombre d'hypothèses cumulatives réunies au sein d'un « cas de base », sans fragiliser le respect du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Cette étude d'équilibre entre offre et demande à la maille nationale s'accompagne d'analyses locales. Celles-ci se penchent sur les risques éventuels qui pèsent sur une zone spécifique ce qui nécessite de vérifier si des contraintes d'acheminement existent

(transits supérieurs aux limites techniques, problème de tenue de tension, etc.). Dans le Bilan prévisionnel 2018, RTE a indiqué qu'au premier ordre, la fermeture des centrales au charbon ne semblait pas présenter de difficulté spécifique du point de vue de la sécurité d'alimentation locale, étant donné les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande dans les zones concernées.

Une situation de vigilance spécifique existe toutefois pour le « quart nord-ouest » et a conduit à émettre des préconisations spécifiques pour la centrale de Cordemais.

## Précisions sur le contenu des études locales

Les études spécifiques sur la « sécurité d'alimentation à l'échelle locale » incluent plusieurs caractéristiques particulières.

### ► Régulation de la tension et maîtrise du risque d'écroulement de tension

Le maintien de la tension sur le réseau électrique est facilité par la présence de moyens de production. Dans des zones de forte consommation avec peu de production, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension sur le réseau, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau. On parle alors de phénomène « d'écroulement de tension ».

Le risque d'écroulement de tension ne survient que dans des zones peu dotées en moyens de production (typiquement « péninsules électriques » ou grandes agglomérations) et lors de situations extrêmes de déséquilibre local entre production et consommation, typiquement lors de conjonctions d'aléas défavorables : vagues de froid induisant des consommations élevées et indisponibilités de groupes de production.

Opérationnellement, RTE anticipe les situations à risque, et peut recourir préventivement aux leviers post-marché (mêmes leviers que pour la gestion de l'équilibre offre-demande national) pour réduire le risque d'écroulement de tension lorsque qu'un seuil de déséquilibre est dépassé : coupure de clients interruptibles,

réduction de la tension sur les réseaux de distribution, et en dernier recours, coupure tournante de consommateurs.

La fermeture de centrales dans des zones déjà peu dotées en moyens de production peut modifier le risque d'écroulement de tension.

► **Analyse des contraintes de transit**

Les ouvrages du réseau de transport d'électricité sont caractérisés par des capacités limites de courant pouvant y transiter. En effet, lorsque les flux transitant sur une ligne augmentent, les conducteurs en alliage métallique subissent un échauffement lié à l'effet Joule et tendent à se dilater. Dans le cas des lignes aériennes, la dilatation des conducteurs diminue les distances entre les lignes électriques et les zones d'activité humaine (i.e. hauteur des lignes électriques par rapport au sol).

Pour assurer le respect des distances minimales de sécurité réglementaires, RTE agit à différents niveaux. À long terme, il s'agit éventuellement de développer de nouvelles infrastructures lorsque le réseau existant ne suffit plus. À court terme, RTE exploite le réseau de transport de manière à prévenir les risques de surcharge, en respectant notamment la règle du «N-1» : il

s'agit d'assurer que, même en cas d'incident sur un ouvrage du réseau, le report des flux électriques sur les autres ouvrages ne conduit pas à des surcharges ou des déconnexions supplémentaires. Pour assurer cette règle du «N-1», RTE peut activer différents leviers d'exploitation visant à réduire la puissance électrique transitant sur les lignes considérées : action sur la topologie du réseau (modification de «l'aiguillage des lignes»), modification du plan de production (redispatching), voire en dernier recours activation de contrats interruptibles, réduction de la tension sur les réseaux de distribution et délestage tournant de consommateurs.

Le déclassement (ou le raccordement) d'une centrale modifie les flux électriques sur une zone. Ces changements s'accompagnent donc d'études locales permettant de vérifier que le réseau est bien en mesure d'acheminer la production vers les centres de consommation, dans le respect des caractéristiques des ouvrages.

Les études de réseau menées par RTE permettent également de simuler et de contrôler l'évolution d'autres grandeurs (pertes électriques, ...). Les impacts de la fermeture des centrales au charbon sur ces autres grandeurs représentent néanmoins un enjeu de second ordre.

# SITUATION EN RÉGION PAYS DE LA LOIRE

## AUTOUR DE LA CENTRALE ÉLECTRIQUE DE CORDEMAIS

La fin de la production d'électricité à partir de charbon, a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici 2022.

La centrale électrique de Cordemais, exploitée par EDF, fait partie du bassin régional. Implantée sur l'estuaire de la Loire, entre Nantes et Saint-Nazaire, le site est alimenté par du combustible acheminé par voie fluviale depuis Montoir-de-Bretagne, autre site du Grand port maritime de Nantes-Saint-Nazaire.

Le site de production a compté jusqu'à cinq tranches, fonctionnant au fioul et au charbon.

La tranche n°1, mise en service en 1970 et fonctionnant au fioul, a été arrêtée dès 1996. La réduction des capacités de production sur le site s'est poursuivie plus récemment avec l'arrêt des deux autres tranches fioul en 2017 et 2018.

À l'heure actuelle subsistent deux tranches de production au charbon. Celles-ci ont produit 4,1 TWh en 2017 et 3 TWh en 2018, soit de l'ordre de 0,6% à 0,8% de la production d'électricité annuelle totale en France.

La centrale fait aujourd'hui l'objet d'un projet de reconversion appelé « Ecocombust », qui intègre :

- ▶ dans sa phase amont, la production de pellets à base de résidus de biomasse, plus précisément à partir de bois de classe B et de résidus ligneux ;
- ▶ et dans sa phase aval, l'utilisation de ce combustible comme substitut majoritaire au charbon, notamment pour la production d'électricité.

Un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust a été annoncé par les services du ministère de la Transition écologique et solidaire. Ce programme de travail est présenté comme devant rendre possible une prise de décision à l'automne concernant la suite donnée à ce projet.

**Tableau 1.** Historique des différentes tranches de la centrale électrique de Cordemais

	Combustible	Puissance	Date de mise en service	Date d'arrêt
<b>Tranche n° 1</b>	Fioul	600 MW	1970	1996
<b>Tranche n° 2</b>	Fioul	685 MW	1977	2017
<b>Tranche n° 3</b>	Fioul	685 MW	1977	2018
<b>Tranche n° 4</b>	Charbon	580 MW	1984	-
<b>Tranche n° 5</b>	Charbon	580 MW	1984	-

## Une région qui produit peu d'électricité par rapport à sa consommation mais qui bénéficie d'un réseau robuste et bien maillé

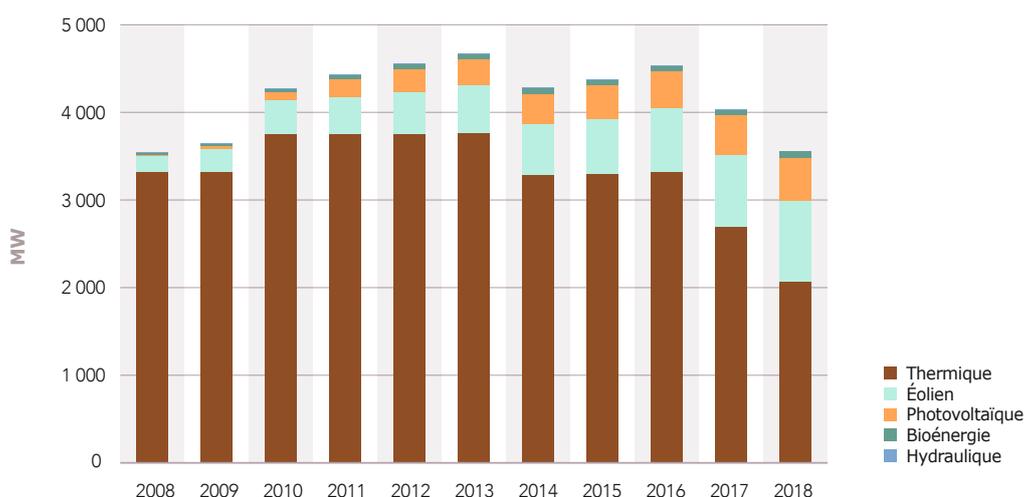
### Production

Le parc thermique fossile est historiquement majoritaire en Pays de la Loire et se concentre principalement en Loire-Atlantique. La production dite de «semi-base» de Cordemais est complétée depuis fin 2010 par un cycle à combiné gaz à Montoir-de-Bretagne mais aussi par des moyens de «pointe» et cogénération de moindre puissance unitaire. À fin 2017, 90 installations de production thermique étaient enregistrées en Pays de la Loire. Au cours des

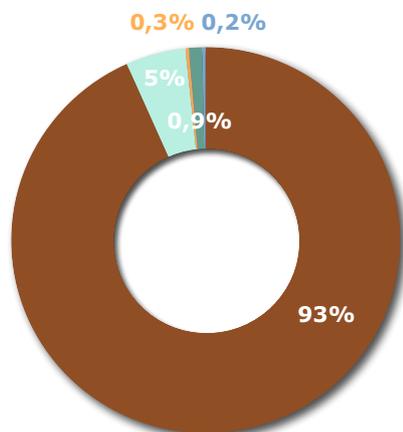
dix dernières années, la puissance installée a d'abord augmenté avant de diminuer avec en particulier la fermeture des deux tranches fioul de Cordemais.

Le parc de production ligérien s'est également diversifié avec une hausse progressive des capacités installées pour les filières éolienne et photovoltaïque. La part des énergies renouvelables dans le mix des capacités installées est ainsi passée de 6% à près de 42% en l'espace de dix ans.

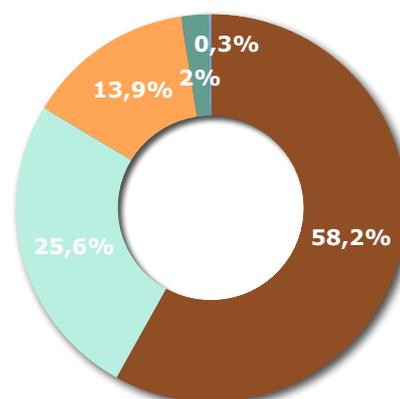
**Figure 1.** Évolution du parc installé en région Pays de la Loire



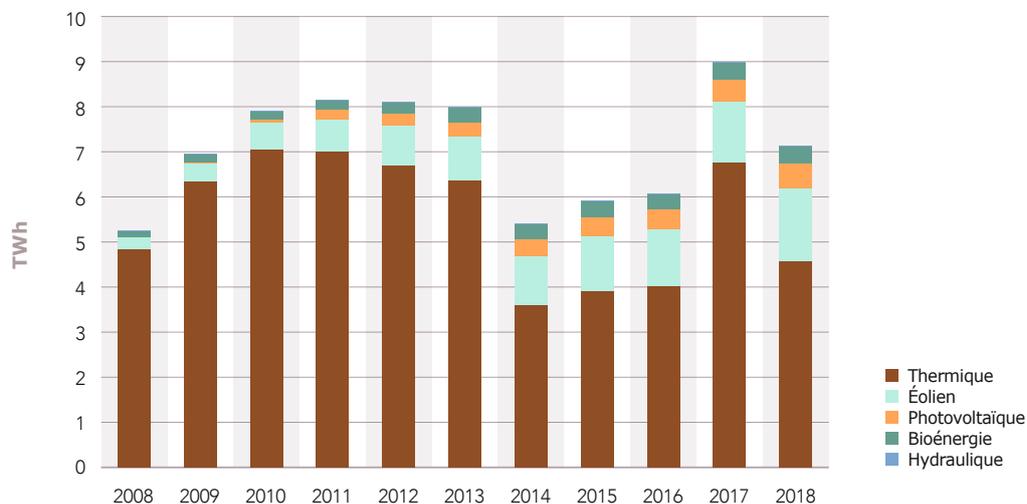
Répartition du parc installé en 2008



Répartition du parc installé en 2018



**Figure 2.** Évolution de la production d'électricité annuelle en région Pays de la Loire



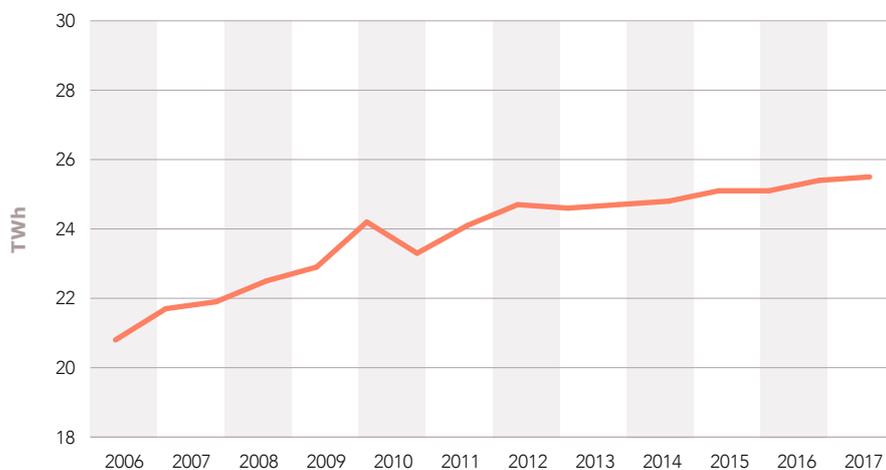
L'évolution de la production annuelle d'électricité en Pays de la Loire est à l'heure actuelle encore fortement dépendante de la production thermique fossile. Elle varie donc selon la disponibilité du parc, le cours des prix de marché de l'électricité et des matières premières associées mais aussi selon la vigueur des périodes de froid hivernales.

La contribution des énergies renouvelables est croissante et représente environ 36% de l'électricité produite dans la région en 2018.

### Consommation

Après plusieurs décennies de forte croissance, exception faite de la crise économique de 2009,

**Figure 3.** Consommation annuelle d'électricité finale en Pays de la Loire, corrigée de l'aléa climatique



la consommation électrique régionale ne progresse que très lentement depuis 2011.

Cette tendance à la stabilisation est constatée depuis plusieurs années à l'échelle nationale. L'inflexion associée résulte de l'effet conjoint des progrès en matière d'efficacité énergétique et d'une économie désormais plus orientée vers les activités de services, moins consommatrices d'énergie que l'industrie.

Selon les différents scénarios envisagés dans le Bilan Prévisionnel, cette stabilisation devrait se confirmer dans les années à venir au niveau de la région tout en intégrant la croissance démographique et le développement des nouveaux usages.

### Situation de l'alimentation électrique régionale

Au cours des deux dernières années, la production d'électricité en Pays de la Loire a couvert de l'ordre de 20 % à 30 % de la consommation régionale.

L'électricité consommée dans la région est donc en partie importée depuis les régions Centre-Val de Loire, Nouvelle-Aquitaine et Normandie. C'est le réseau de transport d'électricité qui assure cette solidarité lorsque l'équilibre entre la consommation d'un territoire et la production délivrée par les installations de proximité n'est pas assuré. Ceci est d'autant plus important lorsque le niveau d'importation augmente l'hiver, la consommation restant en effet sensible à la température.

Le réseau de transport électrique en Pays de la Loire a fait l'objet ces dernières années d'investissements importants pour garantir et sécuriser l'alimentation régionale et locale. Parmi ces investissements, nous pouvons rappeler :

- ▶ la mise en service en 2015 d'une liaison souterraine à 225 000 Volts de grande longueur entre Clisson et La Roche-sur-Yon pour sécuriser en particulier la Vendée ;
- ▶ la sécurisation de Nantes Métropole avec les mises en service de plusieurs postes électriques pour accompagner le dynamisme démographique

et économique, avec également le renforcement et la réhabilitation de plusieurs lignes stratégiques pour l'alimentation de la métropole ;

- ▶ l'installation de nombreux dispositifs pour la maîtrise du plan de tension (selfs, condensateurs et compensateur statique de puissance réactive).

Des investissements sont en cours ou à venir, comme :

- ▶ la mise en souterrain à l'initiative de Nantes Métropole de portions de lignes pour accompagner les projets de développement urbain tout en pérennisant les infrastructures électriques ;
- ▶ le raccordement de deux parc éoliens en mer au large de Saint Nazaire et des îles d'Yeu et Noirmoutier pour une puissance cumulée de près de 1 000 MW ;
- ▶ l'accompagnement du développement des énergies renouvelables terrestres par des investissements inscrits au Schéma Régional de Raccordement aux Réseaux des EnR ;
- ▶ ou encore le couplage des technologies numériques et électriques pour tirer le meilleur parti des infrastructures existantes et développer de nouvelles solutions de flexibilité. Ces investissements traduisent l'engagement de RTE auprès de l'association SMILE et des territoires pilotes et vitrines dans le développement des réseaux électriques intelligents.

À plus long terme, d'autres investissements pourront être nécessaires pour accompagner le développement des énergies renouvelables. Les besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité à long terme font ainsi l'objet d'analyses détaillées dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau, qui sera publié prochainement par RTE.

Au-delà de la réponse au besoin d'alimentation électrique régionale, le réseau de transport électrique en Pays de la Loire assure également une fonction d'acheminement de la production vers la Bretagne voisine. L'analyse de la situation locale ne peut donc être bornée à la maille régionale mais doit intégrer le périmètre plus élargi du Grand Ouest, maille électrique cohérente.

## Une situation de vigilance spécifique sur la maîtrise du plan de tension du Grand Ouest qui conduit à privilégier le maintien en disponibilité des groupes de Cordemais d'ici la mise en service de l'EPR

La zone du Grand Ouest, qui couvre la Bretagne, les Pays de la Loire, la Normandie, la Région parisienne et les Hauts de France, est caractérisée par une situation spécifique en matière de tenue de tension, détaillée dans la synthèse du Bilan prévisionnel 2018 et dans le rapport complémentaire remis au ministre début avril 2019.

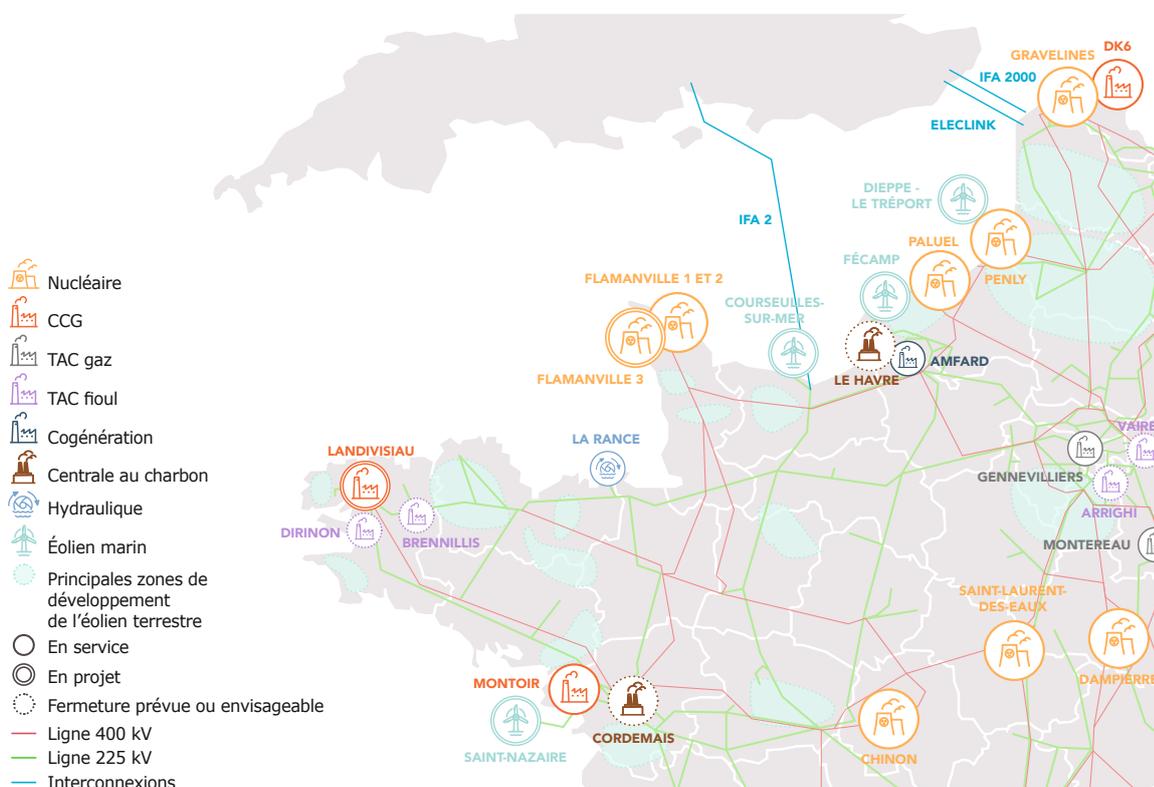
Cette situation concerne en premier lieu la Bretagne, caractérisée par une sécurité d'alimentation fragile liée en particulier à la faible capacité de production installée dans la région (situation de « péninsule électrique »).

Ce contexte a conduit à la signature en 2010 d'un « Pacte électrique » rassemblant l'État, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH. Le pacte repose

sur la mobilisation simultanée de plusieurs leviers : maîtrise de la consommation, développement des sites de production (énergies renouvelables et centrale de Landivisiau) et renforcement du réseau électrique.

Les actions entreprises depuis 2010 demeurent les solutions les plus efficaces pour sécuriser l'alimentation de la zone. Notamment la mise en service en 2017 du « filet de sécurité Bretagne », une ligne électrique souterraine de forte puissance, contribue fortement à une meilleure répartition des flux dans la zone. **La consommation électrique ayant cessé de croître, la situation électrique de la Bretagne peut aujourd'hui être considérée comme stabilisée. Néanmoins, cette situation n'est pas résiliente, en l'état actuel**

Figure 4. Carte du réseau de transport et des principaux moyens de production sur la zone du Grand Ouest



## **du parc de production, à la fermeture des groupes charbon de Cordemais.**

Pour faire face au risque de chute de tension sur la zone Grand Ouest en cas d'épisode de grand froid et/ou de faible disponibilité des groupes de production, RTE a mis en place des procédures spécifiques visant à en maîtriser les conséquences en matière de sécurité d'alimentation : sollicitation des leviers disponibles sur le marché (production ou effacement), activation des leviers post-marché (notamment baisse de la tension sur les réseaux de distribution) et en dernier recours et dans des configurations extrêmes, recours à des coupures ciblées et tournantes afin d'éviter un incident de grande ampleur.

Début 2019, pour la première fois depuis 30 ans, les deux réacteurs nucléaires de Flamanville se sont trouvés indisponibles en plein cœur de l'hiver. Au cours des journées les plus froides, ces circonstances ont conduit RTE à demander le couplage de la centrale de Cordemais pour sécuriser l'approvisionnement en électricité du nord-ouest de la France. Il s'agit d'un des leviers d'exploitation usuels dont dispose RTE pour assurer sa mission de service public en matière de sûreté du réseau électrique. Les températures étant restées globalement clémentes pendant l'hiver, le risque d'écroulement de tension est resté maîtrisé, sans que le recours aux moyens post-marché n'ait été nécessaire. En revanche, si les températures avaient été significativement plus froides et en l'absence des deux réacteurs de Flamanville, l'appel aux leviers post-marché aurait probablement été nécessaire.

### **La mise en service de l'EPR de Flamanville et de l'ensemble des leviers du Pacte électrique breton permet de sécuriser dans la durée l'alimentation électrique du Grand Ouest**

Le diagnostic présenté dans le Bilan prévisionnel 2018 montre que les mises en service des nouveaux moyens de production prévus dans les prochaines années devraient permettre une nette amélioration de la situation en matière de tenue de tension.

En particulier, la mise en service de l'EPR de Flamanville, de la centrale de Landivisiau et des premiers parcs éoliens en mer permettrait de renforcer de manière significative les capacités de production disponibles sur la zone, et d'éviter une situation similaire à celle de l'hiver 2018-2019. À partir de la mise en service de ces différents moyens, le recours à la centrale au charbon de Cordemais ne serait alors plus indispensable pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement dans l'ouest de la France. Comme pour l'équilibre offre-demande national, ceci ne signifie pas l'absence totale de risque de recours aux moyens post-marché mais une maîtrise du risque dans des limites acceptables.

Au-delà de 2022, les incertitudes sur l'évolution de la consommation d'électricité dans l'ouest de la France et le devenir des turbines à combustion (au fioul) de Brennilis et Dirinon demeurent des sujets d'attention. Les démarrages effectifs de l'EPR de Flamanville et de la centrale de Landivisiau, en complément des productions existantes ou à venir, permettent d'augmenter fortement la résilience du système à ce type d'évolution.

### **D'ici la mise en service de ces moyens, le maintien en disponibilité de deux groupes à Cordemais doit être privilégié**

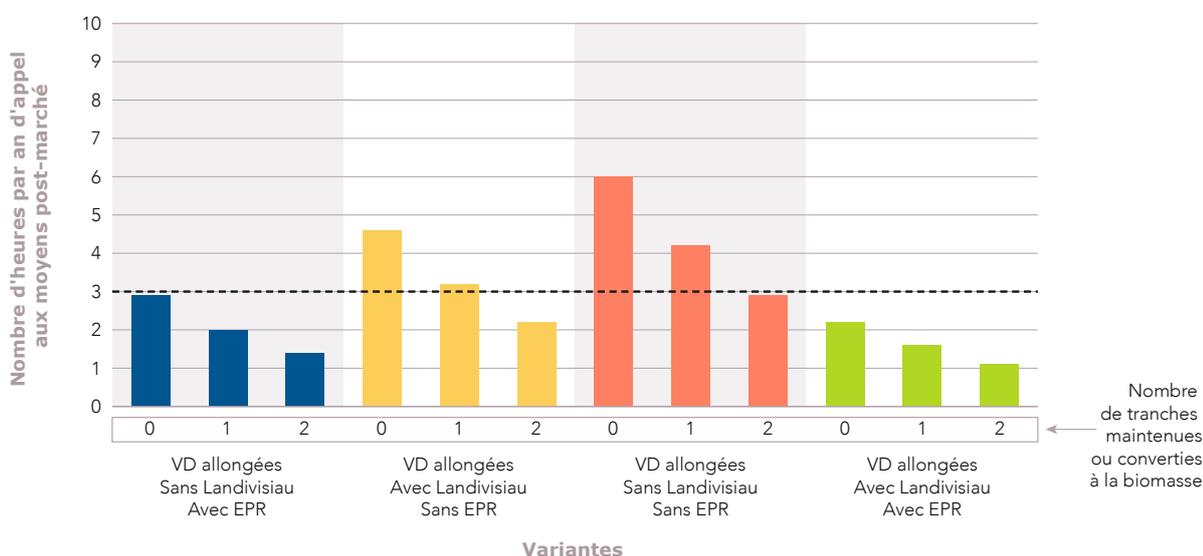
Le diagnostic du Bilan prévisionnel 2018 a mis en évidence l'importance d'un phasage cohérent entre les mises en service et les fermetures pour assurer la continuité d'alimentation de la zone. **En particulier, l'analyse des problématiques de tenue de tension montre qu'il est nécessaire que la fermeture des deux groupes charbon de Cordemais intervienne seulement une fois l'EPR mis en service.**

Cette préconisation permet de maintenir l'espérance de recours aux moyens post-marché sur la zone Grand Ouest à une valeur inférieure ou égale à 3 heures<sup>1</sup>.

Le graphique ci-après illustre les résultats détaillés de l'analyse sur la tenue de tension du Grand Ouest en représentant l'espérance annuelle d'appel aux

1. En l'absence de critères locaux de défaillance, RTE retient un critère homogène au critère sur l'équilibre offre-demande national.

**Figure 5.** Espérance annuelle d'appel aux moyens post-marché sur la zone du Grand Ouest pour des problématiques de tenue de tension sur l'hiver 2022-2023, en supposant l'absence de l'interconnexion Eleclink



moyens post-marché (appels aux gestes citoyens, baisse maîtrisée de la tension sur les réseaux de distribution et en dernier recours, coupures ciblées de consommateurs) dans les différentes configurations dégradées mentionnées par le ministre.

Il montre, tout d'abord, que la mise en service de l'EPR est bien l'élément le plus dimensionnant en matière de sécurisation de la zone.

Dans l'hypothèse où ni l'EPR ni la centrale de Landvisiau ne seraient mis en service à horizon 2022 et où l'ensemble des dernières centrales au charbon seraient fermées, l'espérance moyenne de défaillance atteint près de 6 heures par an. La probabilité d'avoir recours à l'activation de moyens post-marché pour assurer l'exploitation du système électrique est alors significativement accrue. **Dans les cas les plus défavorables correspondant à une combinaison des décalages sur l'EPR et sur la centrale de Landvisiau identifiés dans la demande du ministre, le maintien ou la conversion partielle à la biomasse de deux groupes charbon permet de limiter l'espérance d'appels aux moyens post-marché pour des besoins locaux de tenue de tension à un niveau inférieur à 3 heures par an à l'horizon de l'hiver 2022-2023.**

Dans le cas où seul l'EPR fait l'objet d'un retard conséquent mais où la centrale de Landvisiau est mise en service avant 2022, la durée d'appel aux moyens post-marché est réduite (de l'ordre de 4 à 5 heures par an en espérance, soit un niveau proche de celui des derniers hivers). Le maintien ou la conversion d'un seul groupe au charbon permet de contenir la durée de risque à un niveau inférieur à la limite des 3 heures.

**Dans une configuration où les groupes de Cordemais seraient maintenus, leur sollicitation pour les seuls besoins de sécurité d'approvisionnement ne serait nécessaire que pour des durées de fonctionnement réduites :** en moyenne une vingtaine d'heures par an et jusqu'à 250 heures par an pour un hiver particulièrement défavorable, soit un niveau largement compatible avec la durée de 800 heures par an mentionnée dans le courrier du ministre.

Les efforts d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande, un meilleur placement des arrêts de réacteurs nucléaires ou encore le développement de l'éolien terrestre sont des facteurs de nature à améliorer le diagnostic présenté ci-dessus.