

# QUEL AVENIR POUR LA TRANCHE CHARBON DE LA CENTRALE ÉMILE-HUCHET ?

## NOTE DE CONTEXTUALISATION SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET LA CONVERSION A LA BIOMASSE

**Sébastien Timsit**

sebastien.timsit@carbone4.com

**Justine Mossé**

justine.mosse@carbone4.com

**Martin Schwartz**

**Pôle Energie**

**Avril 2019**

- Dans quelle mesure la fermeture de la tranche charbon de la centrale de Saint-Avoid menace-t-elle la sécurité d'approvisionnement française en électricité ?

- Quelles sont les implications possibles de cette fermeture sur le système électrique français et sur les émissions de gaz à effet de serre nationales et européennes ?

- Quelles seraient les conséquences climatiques et économiques d'une conversion du combustible charbon à la biomasse ?

- Quelles précautions doivent absolument être associées à une éventuelle conversion à la biomasse pour garantir une baisse globale des émissions de gaz à effet de serre et l'acceptabilité sociale de la conversion ?

Dans cette note de contextualisation, Carbone 4 aborde les grands enjeux associés à un déclassement pur et simple de la centrale Émile Huchet ou à sa conversion au bois-énergie. Cette note contient des éléments de réponse et des pistes de réflexion sur ces questions complexes qui doivent toutes faire l'objet d'études approfondies dans le cadre de la décision de fermeture.

Carbone 4

54 rue de Clichy 75009 PARIS

[contact@carbone4.com](mailto:contact@carbone4.com)

+33 (0)1 76 21 10 00

[www.carbone4.com](http://www.carbone4.com)

# TABLE DES MATIÈRES

<b>1 INTRODUCTION</b>	3
<b>2 MESSAGES CLÉS</b>	4
<b>3 DÉTAIL DE L'ANALYSE</b>	9
ANALYSE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE	9
LA CONVERSION DE LA TRANCHE CHARBON EN TRANCHE BIOMASSE : UNE VOIE À EXPLORER ?	15
ANNEXE	21

# INTRODUCTION

La centrale Émile Huchet est située en Moselle, entre les communes de Carling et Saint-Avold. Elle est opérée par Uniper et abrite l'une des cinq tranches<sup>1</sup> à charbon françaises encore en fonctionnement : une tranche de 600 MW, entrée en service en 1981 et promise à la fermeture avant les prochaines élections présidentielles.

Cet engagement de campagne de fermer les cinq tranches électriques fonctionnant au charbon du Président Macron a été réaffirmé en novembre 2018 par le Président et le Ministre de la transition écologique, François de Rugy, à l'occasion de la présentation de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. La fermeture s'inscrit dans la volonté de la France de réduire drastiquement ses émissions de gaz à effet de serre entre aujourd'hui et 2050, afin de parvenir à la neutralité carbone. Les décisions de déclassement pourraient en particulier être inscrites dans la loi énergie-climat en cours d'instruction actuellement.

La date de 2022 apparaît cependant suspendue à des contraintes de sécurité d'approvisionnement locales et nationales, puisque le calendrier de déclassement des centrales à charbon dépend de plusieurs chantiers de la transition énergétique et notamment de la mise en service de nouveaux moyens de production (EPR de Flamanville, construction de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau).

Cette contrainte forte d'approvisionnement concerne en particulier certaines zones du réseau électrique français, comme en témoignent les demandes de RTE<sup>2</sup> du début

d'année d'activer la centrale à charbon de Cordemais, pour répondre à la forte demande en électricité dans l'Ouest de la France. Le 10 janvier dernier, François de Rugy faisait même savoir aux représentants syndicaux de la centrale, qui fait face aux mêmes défis que celle de Saint-Avold, que « la préservation de la sécurité de l'approvisionnement est un prérequis à la fermeture ». Si la centrale de Cordemais devait se révéler indispensable au bon fonctionnement du réseau, une proportion de charbon « ne dépassant pas 20% des volumes totaux » de combustible pourrait continuer à être brûlée, même après 2022.

**Cette note de contextualisation vise à analyser et comparer deux futurs possibles pour la tranche charbon de la centrale Émile Huchet et ses 90 salariés. Elle a pour objectif d'apporter des éléments au débat en présentant les problématiques associées à deux options :**

1. **le déclassement pur et simple** de la tranche charbon et l'impact sur la sécurité d'approvisionnement et les émissions de CO<sub>2</sub>
2. **une conversion à la biomasse** et une première analyse concernant ses implications économiques, techniques, environnementales et en termes d'emplois

Nous n'analysons pas dans ce document les propositions issues de l'appel à initiatives réalisé par Uniper en fin d'année 2018. Pour acquérir une vision complète, il sera nécessaire d'avoir une vue sur l'ensemble des projets qui pourraient être menés sur le site.

---

<sup>1</sup> Une tranche est une unité de production d'une centrale. Elle est composée d'une chaudière, un générateur de vapeur, un groupe turboalternateur et un transformateur élévateur de tension.

<sup>2</sup> L'activation de la centrale de Cordemais a été demandée à deux reprises par RTE au mois de janvier 2019. Source : AEF, 11/01/2019 et 16/01/2019

# MESSAGES CLÉS

## 1. RTE CONCLUT, SOUS CONDITIONS, QU'UN DÉCLASSEMENT DES CENTRALES À CHARBON EST POSSIBLE AVEC UN MAINTIEN DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT. NOS ANALYSES CONFIRMENT DES POINTS DE VIGILANCE SUR L'EFFACEMENT, LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LES POLITIQUES ÉLECTRIQUES TRANSFRONTALIÈRES

D'un point de vue de la sécurité d'approvisionnement, un déclassement pur et simple de la tranche charbon de la centrale Émile Huchet **est possible mais nécessite de porter une attention particulière à plusieurs chantiers.**

Les marges de capacité, elles-mêmes liées à des durées de défaillance, pourraient s'avérer négatives à l'horizon 2023. Le scénario de référence de RTE<sup>3</sup> aboutit à une défaillance moyenne annuelle légèrement supérieure à 3 heures, durée à ne pas dépasser, fixée par les pouvoirs publics. **Cette durée de défaillance ne fait toutefois aucun lien avec la criticité et l'ampleur des déséquilibres qui pourraient advenir<sup>4</sup>.**

Toutefois certaines des hypothèses considérées dans le cas de base de RTE

méritent une attention particulière, notamment le développement des énergies non pilotables<sup>5</sup>, la mise en service de la centrale à gaz de Landivisiau et le niveau de mobilisation des effacements. Ce scénario de base intègre un rythme de déploiement des EnR conforme au scénario bas de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ainsi qu'une fiabilisation complète des effacements, aujourd'hui seulement fiables à 50%, et une croissance de 50% de ces derniers à l'horizon 2023.

Considérer simultanément certaines variantes du Bilan Prévisionnel 2018 de RTE, à savoir un scénario tendanciel sur les EnR et uniquement une fiabilisation des effacements, **sans croissance de ces derniers, conduit à des marges de capacité d'environ -2000 MW** (voir

---

<sup>3</sup> Parmi les éléments importants du scénario de référence de RTE, on peut relever : une consommation stable dans le temps, un rythme de déploiement des énergies renouvelables conforme à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir parties spécifiques), une fiabilisation et un développement des effacements, la fermeture du parc charbon d'ici l'hiver 2022, des visites décennales allongées de deux mois (conforme à l'historique), la mise en service en temps et en heure de Landivisiau et des interconnexions (Eleclink, Savoie-Piémont et IFA2) ainsi que des évolutions des parcs européens conformes aux données de l'ENTSO-E.

<sup>4</sup> Les défaillances mentionnées caractérisent un déséquilibre entre l'offre et la demande mais

n'impliquent pas nécessairement de délestages des consommateurs. Un certain nombre de moyens peuvent être mis en place en cas de constat de déséquilibre prévisionnel : « le recours aux capacités interruptibles, l'appel aux gestes citoyens, la sollicitation des gestionnaires de réseaux de transport frontaliers hors mécanismes de marché, la dégradation des marges d'exploitation, la baisse de tension sur les réseaux, et en dernier recours le délestage de consommateurs » (Source : RTE)

<sup>5</sup> Les moyens non pilotables font référence aux capacités solaires photovoltaïques et éoliennes terrestres et maritimes.

partie 1 de l'analyse du système électrique) **soit, une défaillance potentielle moyenne supérieure à 5 heures par an, sans indication sur l'ampleur de celles-ci, comme indiqué plus haut.**

Il est à noter que dans les travaux que proposent RTE le déploiement des capacités électriques non pilotables, telles l'éolien en mer (1000 MW en fonctionnement en 2022) ou terrestre, renforce les marges prévisionnelles de capacités du système électrique. Néanmoins ces capacités peuvent le moment venu disposer d'un niveau de fonctionnement (facteur de charge) élevé ou faible, indépendamment de la volonté de leurs exploitants.

A titre illustratif, en considérant l'éolien terrestre, les minimum et maximum de fonctionnement sur une heure entre 17h et 21h sur le mois de février 2017 ont été respectivement de 2% (258 MW le 16 février à 18h) et de 77% (9003 MW, le 27 février à 18h) de la capacité installée au 31 décembre 2016 (11670 MW).

Par ailleurs, la connaissance des flux transfrontaliers serait nécessaire pour permettre d'établir un diagnostic sur les gains globaux en termes d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, une moindre production d'électricité à partir de charbon en France peut conduire à une croissance de la production d'origine fossile (par exemple gaz) en France et/ou à un déport de la production électrique en dehors des frontières nationales et de fait à des émissions supplémentaires (fonctionnement accru des centrales fossiles étrangères) en dehors du périmètre français. Sans informations sur

ces flux, il n'est pas possible de déterminer précisément le montant de la baisse nette des émissions de gaz à effet de serre au niveau européen. A ce stade, il est uniquement possible d'indiquer que les baisses d'émissions devraient être inférieures aux émissions du parc charbon français soit entre environ 5 et 9 MtCO<sub>2</sub>e d'émissions directes si on examine les années 2016 à 2018. Ces émissions constituent aujourd'hui une large part des émissions du parc de production d'électricité français (de 15 à 30 MtCO<sub>2</sub>e/an en fonction des années).

Il est à noter que les niveaux historiques d'importations français peuvent être ponctuellement significatifs (supérieurs à 7000 MW en janvier 2016, novembre 2017, février 2018). Ces derniers pourraient même être amenés à atteindre 12400 MW en 2023 dans le cas d'une pointe de consommation semblable à celle du 8 février 2012 (cela serait équivalent à plus de 10% de la demande). Ces niveaux sont physiquement admissibles et soulignent l'interdépendance électriques entre la France et les pays frontaliers. En particulier, cette interdépendance sera fortement influencée par les politiques énergétiques des autres pays (voir 2.4.).

RTE souligne toutefois dans son bilan prévisionnel 2017 qu'il est peu probable que des défaillances sur le réseau adviennent simultanément en France et dans les pays interconnectés. Ainsi dans le cas d'une défaillance française, les capacités d'interconnexion pourraient être utilisées « à leurs capacités maximales » et ainsi répondre au besoin.

## **LES ANALYSES COMPLÉMENTAIRES PUBLIÉES PAR RTE EN AVRIL 2019**

RTE a publié des analyses complémentaires où sont examinées des configurations très dégradées d'une part et les leviers pour y faire face d'autre part.

Concernant les cas dégradés, les analyses portent en particulier sur des retards de mise en service des interconnexions, de la centrale à gaz de Landivisiau, de l'EPR de Flamanville et concernant les visites décennales des centrales nucléaires.

Les leviers portent quant à eux sur la maîtrise de la consommation (non mobilisée dans le cas de base), l'optimisation du calendrier des visites décennales, le maintien en fonctionnement ou conversion à la biomasse d'une ou deux tranches charbon pour un faible niveau d'utilisation annuel (20 heures en moyenne et 250 heures sur un hiver particulièrement rigoureux).

RTE réaffirme, sous conditions, la possibilité de fermer ou de faire fonctionner marginalement des centrales à charbon (converties ou non), sans dégradation de la sécurité d'approvisionnement en insistant sur le fait que le risque sur la sécurité d'alimentation serait concentré sur certaines heures de l'année et devrait par ailleurs être résorbé à l'horizon 2024 au plus tard.

## 2. LA CONVERSION À LA BIOMASSE, SI ELLE POSE UN DÉFI ÉCONOMIQUE, PERMETTRAIT DE CRÉER DES EMPLOIS ET, SOUS CONDITIONS, DE DIMINUER LES ÉMISSIONS FRANÇAISES. L'ANALYSE DE LA DISPONIBILITÉ DOIT ÊTRE APPROFONDIE, L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE D'UNE TELLE CONVERSION ÉTANT PAR AILLEURS À DÉMONTRER

Si les filières locales de production de bois sont mobilisées et qu'une sylviculture et une valorisation des produits bois adaptées sont mises en œuvre, le bilan climatique et social sera positif. Un équilibre économique restera à trouver car la centrale ne pourra pas valoriser son électricité de la même manière qu'aujourd'hui.

**Sur le plan climatique, deux conditions sont à réunir pour qu'une conversion à la biomasse permette une réduction systémique des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à une production d'électricité fossile :**

- **une complémentarité des usages des produits bois**, en associant l'usage matériau à l'usage énergie, afin de maximiser le stockage de carbone dans notre économie
- **une augmentation de la productivité** (mise en œuvre d'une sylviculture plus dynamique) de la forêt à l'hectare, afin d'augmenter le flux d'absorption du CO<sub>2</sub> atmosphérique

L'utilisation de produits bois de récupération doit également être favorisée afin de ne pas ponctionner inutilement des ressources de bois vierge. Le gain en termes d'émissions de gaz à effet de serre nécessite une

modélisation complexe. Dans le cas simplifié où du bois issu d'une forêt nouvellement plantée serait utilisé, il est possible de dire que les émissions de CO<sub>2</sub>e seraient divisées par environ 11 entre le fonctionnement au charbon et celui au bois<sup>6</sup>.

**Du point de vue social, si la totalité du combustible bois de la centrale provenait de la forêt, la conversion à la biomasse permettrait de créer plusieurs centaines d'emplois à l'échelle locale :** environ 570 sur l'amont de la chaîne de valeur de production des granulés de bois (lorrain), ce qui correspond à une récolte annuelle d'environ 0,7 millions de m<sup>3</sup> de bois brut (0,8 à 0,9 millions de m<sup>3</sup> prélevés en comptabilisant des pertes) soit l'équivalent d'un peu moins de 20% du prélèvement actuel ou encore 10% de la production biologique annuelle en Lorraine.

Quant à l'équilibre économique, les exemples de Drax et Cordemais montrent que des dépenses d'investissement sont à prévoir pour passer du charbon aux granulés de bois, mais que c'est surtout le prix du combustible qui va renchérir significativement le coût de l'électricité produite.

---

<sup>6</sup> Ce gain est relatif à l'utilisation du facteur d'émission du granulé de bois disponible sur la base carbone de l'ADEME. Le gain est obtenu

par différence entre un bilan avec un fonctionnement exclusif au charbon et un bilan pour un fonctionnement au bois.

Carbone 4 a estimé que le coût complet<sup>7</sup> de l'électricité produite à partir de granulés de bois serait compris entre 130 et 160 €/MWh. Quant au coût marginal, il varierait entre environ 110 et 135 €/MWh et serait largement au-dessus du prix moyen sur les heures les plus chères de l'année<sup>8</sup>. Cette évaluation ne prend pas en compte la combustion de produits bois de récupération, dont les volumes disponibles localement et les prix doivent être étudiés précisément.

**Le prix élevé de l'électricité produite et un approvisionnement potentiellement contraint en combustible affecteront le fonctionnement de la tranche**, qui pourrait voir son taux de charge annuel moyen réduit à moins de 10%, soit quelques centaines d'heures.

Sur la base des données IGN / FCBA de 2018, la production biologique de bois en Lorraine restant disponible après prise en compte du prélèvement actuel et mortalité est supérieur à l'approvisionnement nécessaire. Pour

fiabiliser cette vision il faut également examiner la disponibilité technique et économique pour évaluer l'accessibilité réelle de cette production biologique. Il serait dans tous les cas nécessaire de porter une attention particulière à la structuration de la filière bois locale afin qu'elle puisse, le cas échéant, assurer un approvisionnement adéquat, sur les plans quantitatifs et temporels, de la tranche biomasse d'Émile Huchet.

**En dernier lieu, outre les considérations techniques, deux éléments seraient susceptibles de faire bénéficier le projet d'une image largement plus favorable :**

- **un approvisionnement en produit de récupération** plutôt qu'à partir de produits bois directement issus de la forêt<sup>9</sup> ;
- **une valorisation de la chaleur perdue dans le processus** afin d'augmenter le rendement énergétique total et ainsi pouvoir présenter un rendement comparable à celui des réseaux de chaleur.

---

<sup>7</sup> Les coûts intégrés sont répartis sur une production de 500 heures. Les postes intégrés dans le calcul sont : le coût variable du combustible, les coûts salariaux complets, les coûts variables associés à la gestion des cendres et fumées, les coûts d'allumage de la centrale, de maintenance et également des coûts d'investissement pour convertir la centrale

(30 \$/kW sur la base de la centrale d'OPG au Canada).

<sup>8</sup> Prix moyen 2018 J-1 pour J sur les 1500 heures les plus chères de l'année : 77 €/MWh ; 89 €/MWh sur 500 heures. Prix moyen 2015-2018 1500 heures : 71 €/MWh ; 500 heures 2015-2018 : 86 €/MWh.

<sup>9</sup> La centrale à charbon de Cordemais peut-elle se mettre au vert ?, AFP, 17 janvier 2019

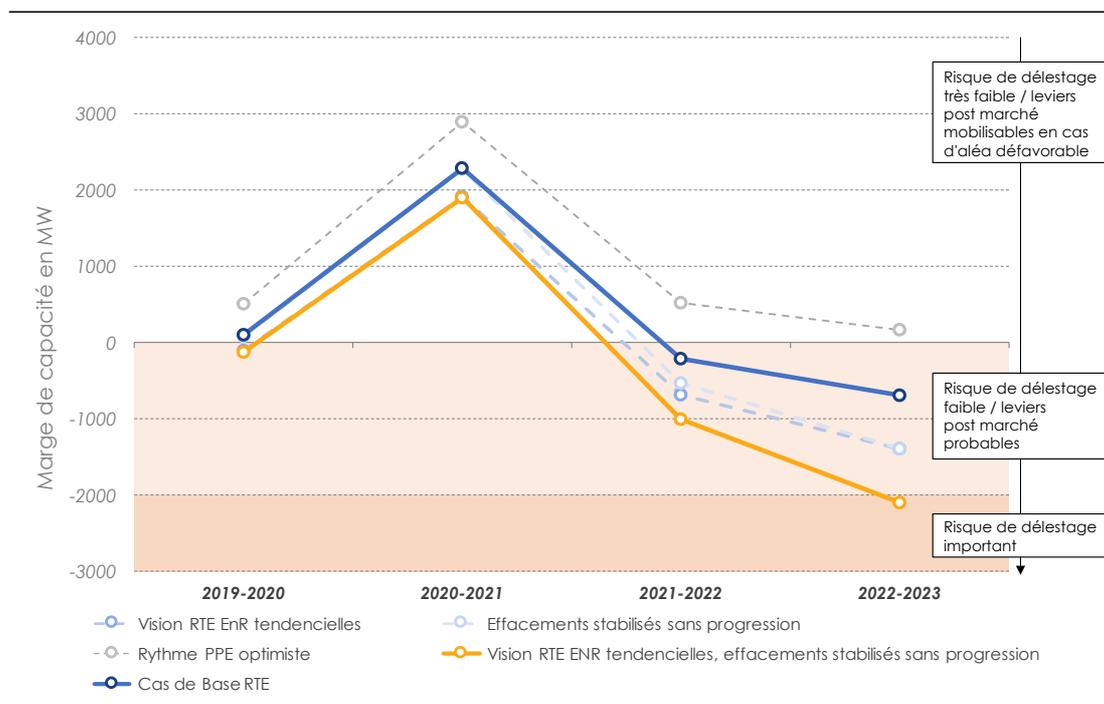
# DÉTAIL DE L'ANALYSE

## I. ANALYSE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

### 1. EFFET D'UN DÉCLASSEMENT PUR ET SIMPLE SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Pour évaluer les conséquences d'un déclassement pur et simple de la tranche charbon de la centrale Émile Huchet, nous analysons certains aspects des scénarios du bilan électrique prévisionnel 2018 de RTE. Dans un second temps, sera examinée la gestion de la pointe de froid de 2012, qui constitue un maximum historique de demande électrique en France.

Évolution des marges et déficits de capacités selon les variantes de RTE (en MW, 2019-2023)



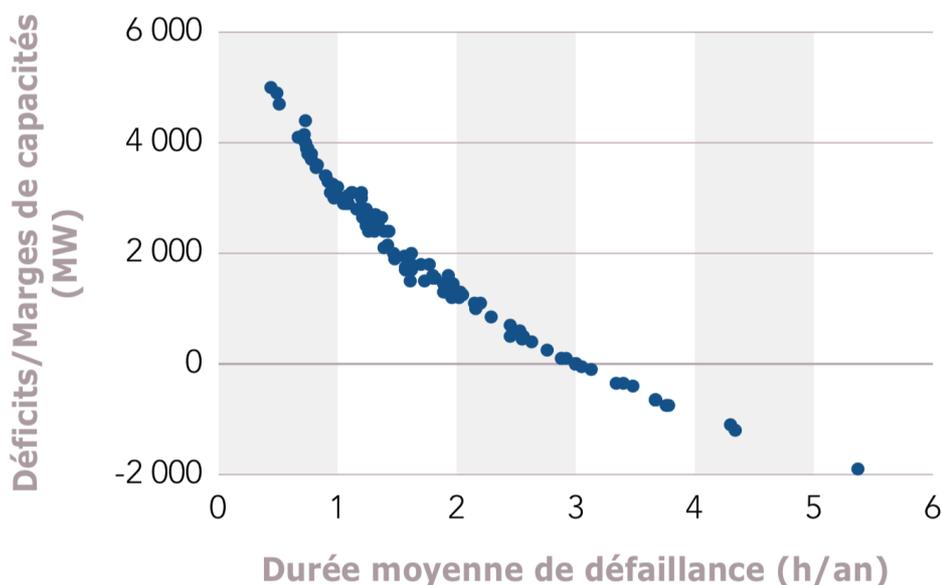
Source : analyses Carbone 4 à partir des données du bilan prévisionnel 2018 de RTE

Le graphique ci-dessus présente l'évolution de la marge de capacité disponible sur le réseau électrique d'ici 2023 selon différents scénarios. Cette marge de capacité est directement associée à la probabilité d'apparition de déséquilibres sur le réseau<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Un déficit de capacité de 1000 MW signifie qu'une capacité de production de 1000 MW disponible 100% du temps est nécessaire pour revenir au « critère ». Ce critère, fixé par un décret de 2006, impose une durée annuelle de défaillance (ensemble des situations de déséquilibre entre l'offre et la demande) inférieure à 3h. Cependant il ne dit rien sur l'ampleur (criticité, profondeur, durée) de la défaillance rencontrée.

La relation entre déficit/marge de capacité et durée moyenne de défaillance est présentée dans le schéma ci-dessous. À titre d'illustration, dans le cas d'un déficit de capacité de 2000 MW, la durée moyenne de défaillance annuelle pourrait être supérieure à 5 heures, soit presque deux fois la durée réglementaire.

**Relation entre marges de capacités (MW) et durée de défaillance (h/an)**



Source : Bilan prévisionnel 2018, RTE

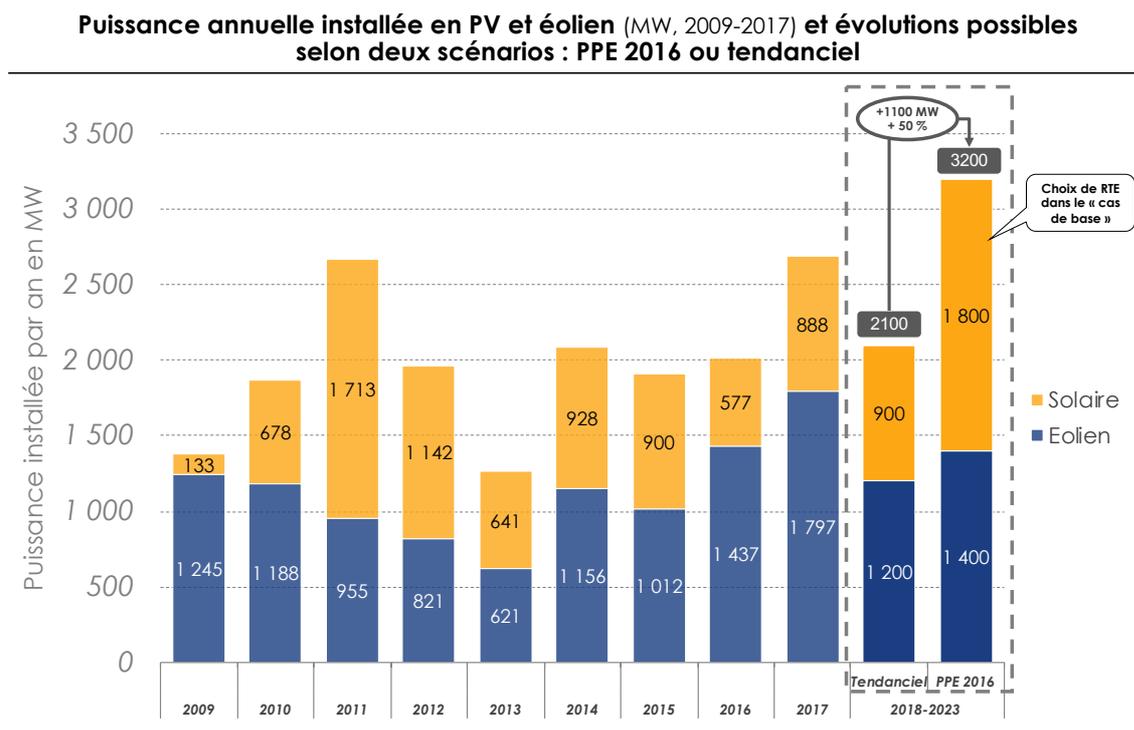
Le « cas de base » de RTE concernant l'évolution du réseau électrique fait intervenir certaines hypothèses optimistes. Ces hypothèses conditionnent l'évolution des marges de capacité assurant la sécurité d'approvisionnement future pour le réseau Français. Ainsi, ce scénario intègre une fermeture des centrales à charbon à l'horizon 2022-2023 qui s'accompagne d'un développement accéléré des énergies renouvelables et d'une forte progression des capacités d'effacement pour assurer un maintien de la sécurité d'approvisionnement.

Dans son bilan prévisionnel 2018, RTE insiste sur le rôle majeur que devront jouer les leviers post-marché dans la transition vers une production sans charbon : appeler à la réduction de consommation des utilisateurs, solliciter les gestionnaires de réseau frontaliers, baisser la tension du réseau ou, en dernier lieu, générer des coupures momentanées et tournantes sont autant de leviers permettant d'assurer un équilibrage du réseau lorsque l'appel de puissance est trop élevé<sup>11</sup>. Selon RTE, la transition passe par une acceptation de l'utilisation accrue de ces leviers pour maintenir une bonne sécurité d'approvisionnement sans pour autant créer de délestage.

<sup>11</sup> Les leviers post-marchés intègrent « l'interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet, le recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseaux européens ou encore la réduction de la tension sur les réseaux de distribution » (source : BP 2018 RTE)

## 2. ÉNERGIES RENOUVELABLES NON PILOTABLES : LE SCÉNARIO DE BASE DE RTE REPRÉSENTE UN ÉCART DE 1 100 MW INSTALLÉS/AN PAR RAPPORT AUX TENDANCES OBSERVÉES (~50% DU RYTHME TENDANCIEL)

La trajectoire proposée dans le « cas de base » de RTE suit celle de l'option la plus faible de la PPE 2016 (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie), elle-même supérieure à la tendance observée sur les dernières années.



Les projets en cours de développement et les derniers appels d'offres pourraient être examinés pour s'assurer que l'objectif annuel de déploiement des ENR proposé par la PPE 2016, 50% supérieur au rythme actuel, puisse être tenu.

## 3. UNE HYPOTHÈSE OPTIMISTE SUR L'EFFACEMENT

Contrairement à d'autres formes d'énergie, l'électricité ne peut pas, à date, être stockée à grande échelle en dehors des stations de pompage-turbinage. Sur le réseau électrique, la demande en puissance doit donc toujours égaler la puissance fournie par le réseau. Lorsque la demande est trop élevée par rapport à la puissance disponible, RTE peut faire appel à l'effacement pour assurer la continuité d'approvisionnement. Ce mécanisme mobilise des industriels ou des opérateurs d'effacement s'étant engagés à réduire la consommation électrique sur demande en échange d'une rémunération.

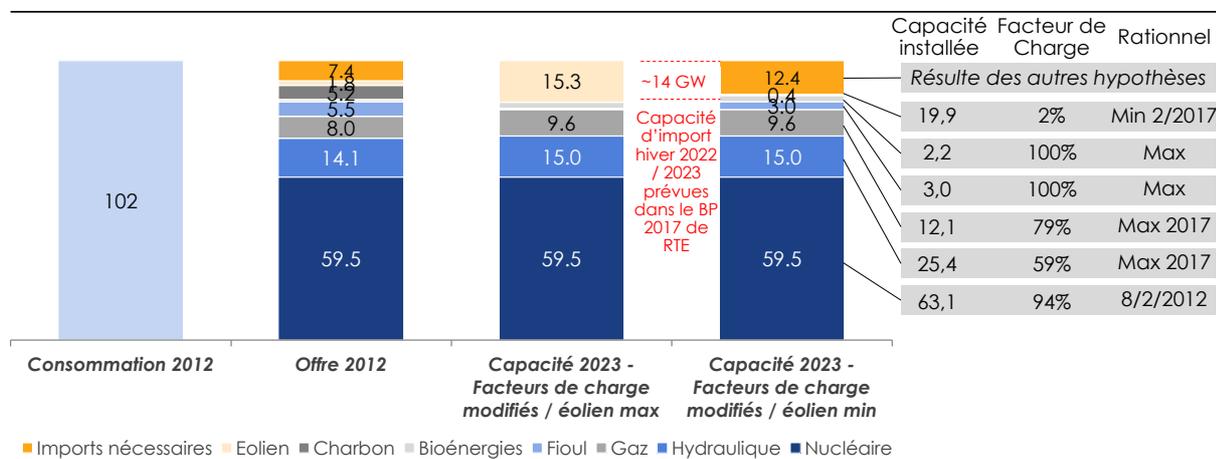
Les capacités d'effacement jouent un rôle important dans la sécurité d'approvisionnement. En 2018, 2,7 GW d'effacement sont disponibles pour le réseau mais

ne sont pas « fiables<sup>12</sup> » : en effet, début 2018, plus de 50% des demandes d'effacement ont finalement été refusées par les opérateurs d'effacements actifs. Le « cas de base » de RTE s'appuie sur une augmentation de la capacité d'effacement à 4 GW fiables en 2023. Le scénario (courbe orange) présenté plus haut intègre uniquement une fiabilisation des 2,7 GW de capacité d'effacement d'ici 2023.

#### 4. GESTION DES POINTES DE FROID ET NIVEAUX D'IMPORTATION

Le graphique (valeurs en annexe) ci-dessous examine de manière simplifiée l'impact d'un pic de consommation identique à celui de 2012<sup>13</sup> avec les capacités de production françaises de 2023.

**Niveaux de production par source et importations selon plusieurs configurations pendant l'hiver 2023 dans le cas d'une pointe de froid similaire à celle de février 2012 (GW)**



Source : RTE, analyses Carbone 4

En appliquant les facteurs de charge de la pointe de 2012 au parc de production disponible en 2023 (non présenté ci-dessus), on aboutirait à un niveau d'importation de ~12,4 GW, soit l'équivalent de plus de 10% de la consommation. Les capacités d'effacement pourraient jouer un rôle important à hauteur de 3 à 4 GW dans la réduction de la demande dans une hypothèse de fiabilisation, voire de renforcement des capacités existantes<sup>14</sup>. Les hypothèses d'évolution du parc n'incluent pas la perte de capacité liée aux visites décennales des centrales nucléaires, ni la construction de la centrale à gaz de Landvisiau (450 MW) dont le calendrier de mise en service n'est pas fixé à ce stade.

En prenant en compte des hypothèses de fonctionnement présentées dans le graphique de ci-dessus<sup>15</sup> (3<sup>ème</sup> colonne en partant de la gauche dans le graphique), la pointe de

<sup>12</sup> Plusieurs difficultés peuvent grever la fiabilité des effacements : problèmes de défaillances lors de l'activation de l'effacement (plus des 3/4 des opérateurs en 2017) ou encore des refus d'activation

<sup>13</sup> Ce niveau constitue un maximum historique de consommation électrique en France

<sup>14</sup> Le niveau effectif d'effacement mobilisé le 8 février 2012 n'est pas pris en compte

<sup>15</sup> Capacités installées : centrales à charbon : fermeture ; parcs fioul, gaz, nucléaire identiques au parc de janvier 2019 (pas d'hypothèse de visites décennales) ; PV, éolien, hydraulique et bioénergies développement

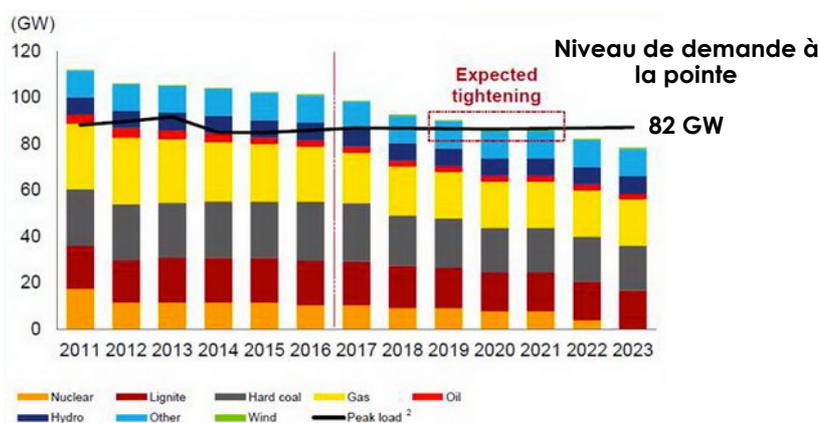
consommation est physiquement soutenable quel que soit le facteur de charge de l'éolien. Dans le cas où l'éolien dispose d'un facteur de charge éolien de 77%<sup>16</sup>, les importations ne sont pas nécessaires.

Si en revanche l'éolien est très faiblement disponible<sup>17</sup> (4<sup>ème</sup> colonne) avec les mêmes facteurs de charge, le niveau d'importation nette serait alors de 12,4 GW et approcherait le niveau de saturation des interconnexions, dont la capacité totale devrait être de 14 GW en 2022.

Il est à noter que, de manière récurrente, les niveaux d'importations français dépassent ponctuellement 7000 MW (janvier 2016, novembre 2017, février 2018). Ces imports sont soutenables en termes d'interconnexions mais soulignent l'interdépendance des politiques énergétiques de la France et des autres pays européens pour assurer leur sécurité d'approvisionnement.

Si on examine la situation en Allemagne, certaines sources<sup>18</sup> interpellent sur des difficultés potentielles sur la sécurité d'approvisionnement électrique à l'horizon 2020-2023. Après prise en compte des analyses des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands, l'agence fédérale allemande des réseaux (BundesNetzAgentur, équivalent de la Commission de régulation de l'énergie française) considère que la situation n'est pas problématique. Toutefois en cas de vague de froid sévère, s'il y avait une faiblesse de la production renouvelable et de la production thermique, le système devrait également s'appuyer sur les pays voisins pour compenser le déficit de capacité nationale.

**Confrontation de l'offre et de la demande de pointe en Allemagne**  
(GW, 2011 – 2023)



<sup>1</sup> Calculated without reserve, mothballed power plants and interconnectors. Derating factors as of 'Leistungsbilanzbericht 2014' of German TSOs, including 1% and 0% availability for wind and solar respectively | <sup>2</sup> Peak load calculated from ENTSO-E hourly load, scaled up to total German demand  
Source: BNetzA power plant list, BNetzA list of plant additions and shut-downs, KWSAL, own calculations

Source : RWE (Novembre 2017)

tendanciel. Niveaux d'utilisation : Fioul et bioénergies : 100% de la capacité disponible ; gaz et hydraulique : maximum respectifs de l'année 2017 ; nucléaire : niveau de 2012 ; éolien : voir notes de bas de page suivantes ; photovoltaïque : nul car la pointe est supposée être après le coucher du soleil, comme en février 2012.

<sup>16</sup> Correspondant au facteur de charge du 27 février à 18h15 (max février 2017 entre 17h00 et 21h00) avec une capacité éolienne installée égale à celle du 1<sup>er</sup> janvier 2019 et un niveau de progression de 1200 MW supplémentaires chaque année

<sup>17</sup> Facteur de charge de 2%, équivalent au minimum de production éolien de février 2017 entre 17h et 21h appliquée à la même capacité que la note de bas de page précédente

<sup>18</sup> [La capacité de production en pointe du parc allemand pourrait ne plus garantir la sécurité d'approvisionnement à partir de 2020 lors d'un hiver rigoureux, Hartmut Lauer, Allemagne Energies, Mise à jour d'avril 2018](#)

RTE souligne toutefois dans son bilan prévisionnel 2017 qu'il est peu probable que des défaillances sur le réseau adviennent simultanément en France et dans les pays interconnectés et que dans le cas d'une défaillance française, les capacités d'interconnexion pourraient être utilisées « à leurs capacités maximales ».

## 5. BILAN CARBONE DE LA FERMETURE DES CENTRALES À CHARBON

À date, il est impossible de tirer de conclusions précises quant au bilan carbone global lié à la fermeture de la tranche charbon de la centrale de Saint-Avold. En effet, la baisse de capacité induite par cette fermeture aura un impact sur le solde électrique extérieur. Le bilan électrique français pourrait baisser en termes d'électricité produite et augmenter en termes d'électricité importée. Cette moindre production en France peut conduire à des émissions supplémentaires en dehors du périmètre français (fonctionnement accru des centrales fossiles étrangères). Il est également possible qu'une partie de la production pilotable non réalisée du fait de la fermeture des centrales à charbon reste localisée en France et soit remplacée par de l'électricité produite à partir de gaz naturel.

### ANALOGIE AVEC LA MISE EN ŒUVRE D'UN PRIX PLANCHER DU CARBONE

À titre d'illustration, la mise en œuvre d'une mesure nationale sur le prix du carbone pour l'électricité<sup>1</sup> conduisait, d'après différentes modélisations notamment réalisées par EDF et ENGIE, à une réduction des émissions françaises de l'ordre de 12 MtCO<sub>2</sub> annuelles par rapport à un total théorique de 17 MtCO<sub>2</sub> d'émissions directes associées à la production d'électricité en France (plutôt de l'ordre de 25-30 MtCO<sub>2</sub> en 2016 et 2017) à l'horizon 2020. Au niveau européen, la réduction agrégée théorique s'élevait seulement à environ 4 MtCO<sub>2</sub>, du fait d'un fonctionnement plus élevé des centrales à gaz en France et des moyens thermiques fossiles à l'étranger.

Il est ainsi possible que la réduction au niveau européen des émissions de gaz à effet de serre qui résulterait d'une fermeture des centrales à charbon françaises soit plus faible que les émissions directes associées à la production d'électricité à partir de charbon soit entre environ 5 et 9 MtCO<sub>2</sub>e d'émissions directes si on examine les années 2016 à 2018.

Par ailleurs, les baisses d'émissions potentielles au niveau européen dépendront notamment du rythme de décarbonation de l'électricité des pays voisins. Dans le cas précis de l'Allemagne, il semble difficile d'envisager une baisse significative des capacités électriques de production d'électricité à partir de charbon et en particulier d'ici 2023<sup>19</sup>.

En tout état de cause, la vision prospective annuelle et saisonnière des échanges transfrontaliers, est nécessaire afin d'évaluer l'impact sur les émissions de gaz à effet de serre.

---

<sup>19</sup> L'Allemagne face au casse-tête de la sortie du charbon, Les Echos, 17 janvier 2019

## II. LA CONVERSION DE LA TRANCHE CHARBON EN TRANCHE BIOMASSE : UNE VOIE À EXPLORER ?

### 1. DE QUOI PARLE-T-ON ?

Du bois local, compacté sous forme de granulés peut être utilisé comme combustible par la centrale Émile Huchet en lieu et place du charbon. L'utilisation de granulés noirs (bois densifié par explosion à la vapeur) ou de granulés blancs (bois compacté) sont deux options envisageables, avec des implications techniques différentes. En effet, les granulés noirs sont plus proches du charbon que les granulés blancs, avec une meilleure résistance à l'humidité et une densité énergétique supérieure. En particulier, les investissements pour adapter les centrales à la combustion de granulés peuvent différer entre les deux alternatives, voir encadré ci-dessous :

#### DEUX EXEMPLES DE CENTRALES À CHARBON EUROPÉENNES CONVERTIES, OU EN COURS DE CONVERSION, AUX GRANULÉS DE BOIS

EDF a choisi les granulés noirs, produits à partir de déchets de bois<sup>20</sup>, pour son projet Ecocombust de conversion des deux tranches charbon de la centrale thermique de Cordemais (2 x 600MW). La conversion devrait coûter « quelques dizaines de millions d'euros » d'après EDF<sup>21</sup>.

Pour sa centrale de Drax (dans le Yorkshire du Nord), le Groupe Drax a quant à lui opté pour les granulés blancs. Aujourd'hui, quatre de ses six tranches charbon fonctionnent entièrement à la biomasse, pour un investissement total de £730 millions, soit environ 314 k€/MW.

### 2. QUELS SERAIENT LES BÉNÉFICES POUR LE CLIMAT D'UN PASSAGE DU CHARBON À LA BIOMASSE ?

L'utilisation du bois pour la production d'énergie n'est pertinente des points de vue climatique et économique que pour certaines ressources bois : les branches et le menu bois

---

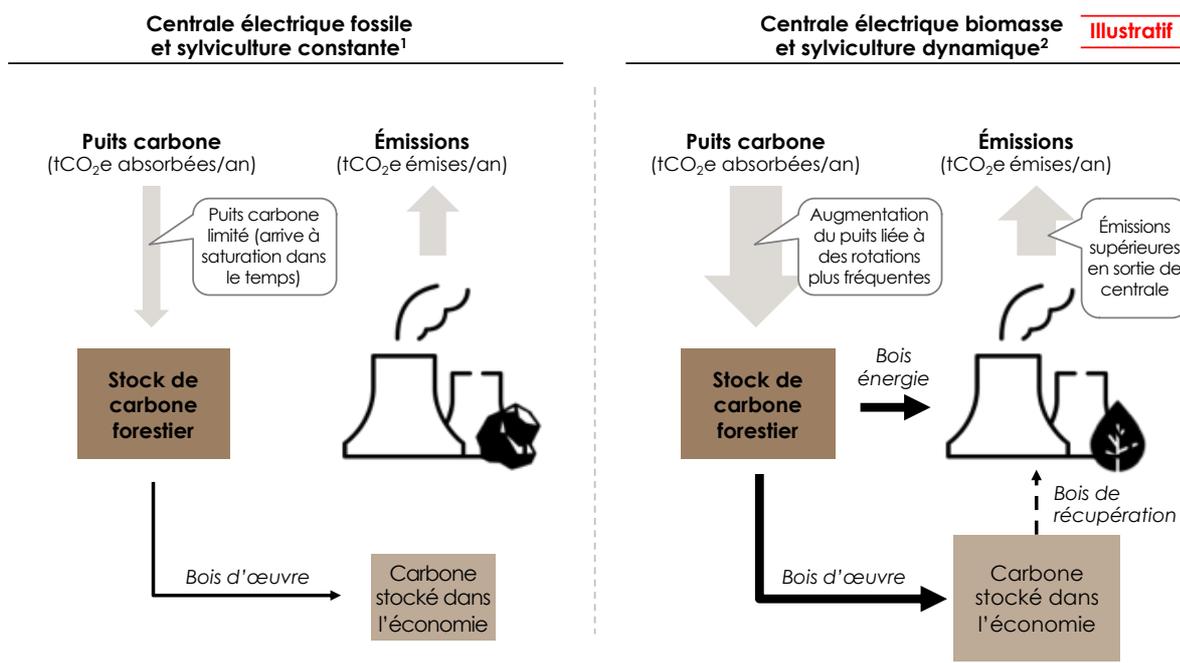
<sup>20</sup> Bois de classe B issus des secteurs de la démolition, de l'ameublement ; bois issu de l'exploitation forestière, résidus ligneux de déchets verts, écorces, résidus de scieries. Un faible pourcentage de combustibles solides de récupération (déchets non recyclés) pourra éventuellement être utilisé en complément. Source : EDF

<sup>21</sup> Michel Magnan, délégué régional EDF Pays de la Loire et Lionel Olivier, Directeur de l'Unité de production Cordemais – Le Havre, cités dans le rapport « Quel avenir pour la centrale de Cordemais », présenté à la session du 18/12/2018 du Conseil économique, social et environnemental du Pays de la Loire. Depuis 2015, EDF a déjà investi 10 millions d'euros dans le projet Ecocombust. Source : L'Usine Nouvelle, 15/01/2019.

des arbres, qui ne sont pas valorisables pour la construction ou l'industrie, et les produits bois de récupération (déchets de bois, connexes de scieries). L'utilisation de ces ressources permet d'optimiser la rentabilité de la filière en apportant un complément de revenu ; le stockage du carbone dans notre économie est également maximisé car le segment du bois d'œuvre (constructions bois, meubles...) n'est pas départi de ses ressources.

Outre la complémentarité des usages, un mode de sylviculture plus dynamique doit être adopté, c'est-à-dire que la productivité de la forêt doit être augmentée afin de garantir une fixation importante du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère par les arbres. Sans cela, le bilan climatique d'un passage à la biomasse risque d'être négatif car le puits forestier ne serait plus assez important.

Le schéma ci-dessous illustre le fait que dans un scénario de fonctionnement « fossile », les émissions en sortie de centrale seraient moindres que dans un fonctionnement « biomasse », grâce, notamment, aux meilleures propriétés calorifiques du charbon par rapport aux granulés (produits bois qui seraient utilisés pour la production d'électricité). Cependant, une extension du périmètre de l'analyse au puits forestier montre que le fonctionnement biomasse couplé à une sylviculture plus dynamique permet un gain net d'émissions par rapport au fonctionnement fossile car la fixation de CO<sub>2</sub> atmosphérique peut être intensifiée. De manière concomitante, le stock de CO<sub>2</sub> croît dans l'économie grâce au bois d'œuvre et alimente la centrale en produits de récupération.



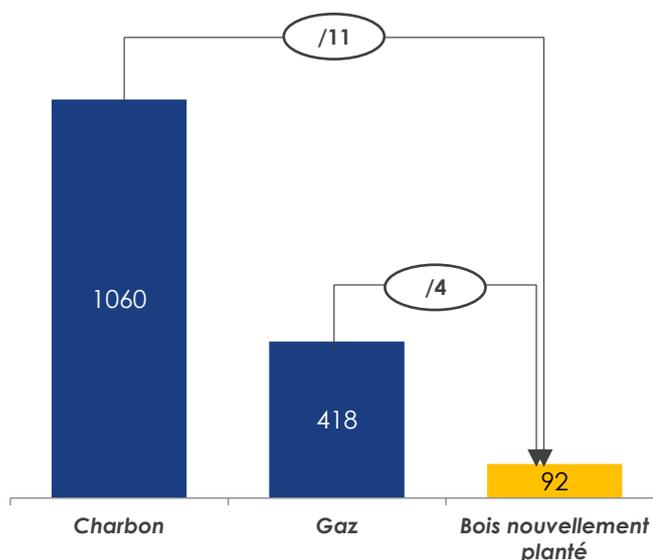
Notes : (1) La sylviculture constante suppose que la productivité à l'hectare est maintenue au même niveau qu'aujourd'hui (2) La sylviculture plus dynamique suppose une augmentation de la productivité de la forêt à l'hectare par rapport à la situation actuelle via, par exemple, des rotations de cultures plus fréquentes.

Dans le cas du fonctionnement fossile de la centrale électrique, le régime de sylviculture est considéré comme constant, car il n'a aucune raison de s'intensifier, les débouchés en bois énergie et bois d'œuvre étant eux-mêmes constants.

Sous conditions d'approvisionnement en bois local (voir partie 6), cultivé de manière plus dynamique et de respect de la complémentarité des usages des produits bois, le fonctionnement biomasse de la centrale Émile Huchet pourrait conduire à une baisse systémique des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à un fonctionnement fossile. Il est possible de quantifier le gain global en émissions grâce à une modélisation poussée.

Une approche simplificatrice consiste à considérer le cas d'une nouvelle plantation forestière, c'est-à-dire un cas où la récolte de bois ne vient pas supprimer un puits de CO<sub>2</sub> existant. Dans cette situation, il est possible d'utiliser le facteur d'émission « granulés de bois » de l'ADEME pour évaluer le gain CO<sub>2</sub>e permis par la conversion du charbon à la biomasse. Dans ce cas, on peut considérer qu'un MWh d'électricité produit à partir de biomasse émet 11 fois moins qu'un MWh produit à partir de charbon, soit un passage de 1060 kgCO<sub>2</sub>e/MWh à 92 kgCO<sub>2</sub>e/MWh<sup>22</sup>. Dans cette configuration, le bois offre aussi un avantage significatif par rapport au gaz naturel : il émet 78% de gaz à effet de serre en moins par unité d'électricité produite.

**Contenu carbone de l'électricité par combustible (kgCO<sub>2</sub>e/MWh)**



Source : ADEME, analyse Carbone 4

**Nota bene** : le facteur d'émission de l'ADEME présuppose que le mode de sylviculture adopté est soutenable, c'est-à-dire qu'un arbre coupé donnera lieu à une nouvelle plantation. Le carbone stocké par l'arbre replanté pendant sa phase de croissance compense les émissions dues à la combustion des granulés de bois. À ce titre, les émissions induites par la combustion du bois sont nulles, ne restent que les émissions de transport de la ressource. Ce raisonnement simplifié ne prend néanmoins pas les effets associés à la sylviculture, à l'état de la forêt de prélèvement, et à la complémentarité des filières bois qui seraient nécessaires à un bilan carbone complet de la situation.

<sup>22</sup> ADEME, Base Carbone et analyses Carbone 4. Nota bene : même dans le cas d'une replantation des arbres récoltés, le facteur d'émission de l'ADEME ne serait pas directement applicable. Voir Nota bene du graphique ci-dessous « Contenu carbone de l'électricité par combustible ».

### 3. QUID DES ÉMISSIONS DE POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES ?

Une attention particulière devra être apportée aux rejets de polluants atmosphériques, qui seront susceptibles d'évoluer avec le changement de combustible. En fonction du type de biomasse utilisée, les rejets de CO, composés organiques volatiles non méthaniques, métaux lourds, dioxines<sup>23</sup> pourraient augmenter par rapport à la configuration actuelle.

La conversion de la tranche charbon d'Émile Huchet devra donc être accompagnée des études adéquates et d'une potentielle adaptation des dispositifs de dépollution.

### 4. QUEL SERAIT LE NOMBRE D'EMPLOIS CRÉÉS GRÂCE À UNE RECONVERSION A LA BIOMASSE ?

La conversion aux granulés de bois aurait pour bénéfice de développer la filière bois locale. Carbone 4 a estimé que, dans le cas où la totalité du combustible serait composé de bois en provenance de la forêt lorraine, ce qui représenterait une récolte annuelle de 0,7 millions de m<sup>3</sup> de bois brut, la conversion de la tranche charbon permettrait de créer environ 570<sup>24</sup> emplois sur l'amont de la chaîne de valeur de production du biocombustible.

### 5. COMBIEN COÛTERA L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE ?

Le prix du combustible bois relativement aux combustibles fossiles<sup>25</sup> renchérit sensiblement le coût marginal de l'électricité produite (voir graphique ci-dessous) et ne permettra pas à la centrale de vendre son électricité aux mêmes périodes de l'année et dans les mêmes quantités qu'aujourd'hui.

Carbone 4 a estimé le coût complet de l'électricité produite à partir de granulés de bois. Ce coût comprend en particulier l'approvisionnement en granulés<sup>26</sup> et le démarrage, ainsi que le coût de la masse salariale actuelle et un investissement de conversion de la centrale. Sur la base d'une hypothèse de rendement moyen de 33%<sup>27</sup> le coût moyen de production serait compris entre 130 et 160 €/MWh<sup>28</sup>.

---

<sup>23</sup> Voir les conclusions de l'association Virage Énergie Climat Pays de la Loire sur le projet de conversion de la centrale de Cordemais, dans leur rapport « Projet Ecocombust : quelles limites ».

<sup>24</sup> Sources : base de données de la filière bois Alsace et analyses Carbone 4

<sup>25</sup> 32 à 41 €/MWh pour les granulés blancs contre respectivement 23 €/MWh pour le gaz et 9 €/MWh pour le charbon (sources : Argus, CEEB, CRE, Banque de France pour les taux de change)

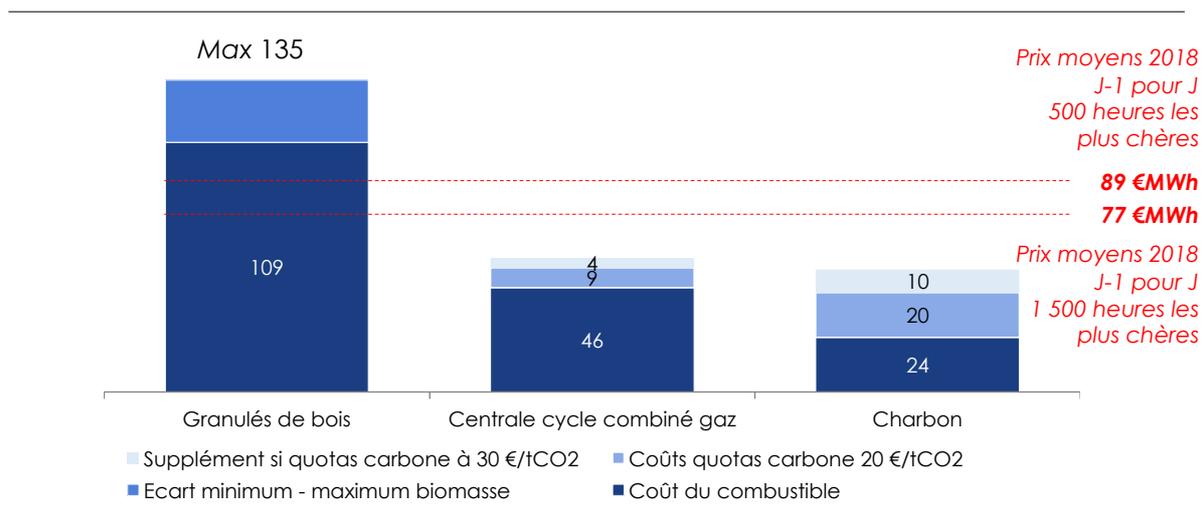
<sup>26</sup> Un prix de marché compris entre 147 €/t et 187 €/t a été utilisé pour l'estimation du coût des granulés. Ce prix correspond à des granulés importés et constitue donc une simplification par rapport à une situation où ils seraient produits localement.

<sup>27</sup> Ce rendement est inférieur au rendement maximum qui peut être de 35% lorsque la centrale fonctionne à sa capacité nominale. Cette légère baisse tient compte d'un fonctionnement plus important à puissance réduite (avec un rendement plus faible) pour intégrer le fait que le coût marginal de production avec biomasse, sur une journée où la centrale est activée, est plus souvent inférieur aux prix de marché de l'électricité que dans le cas du charbon.

<sup>28</sup> Les coûts intégrés sont répartis sur une production de 500 heures. Les postes intégrés dans le calcul sont : le coût variable du combustible, les coûts salariaux associés aux salaires de 100 personnes, les coûts variables associés à la gestion des cendres et fumées (1-2 €/MWh), les coûts d'allumage de la centrale, de maintenance

De plus, l'approvisionnement en grande quantité de granulés de bois local (lorrain) sera plus rigide et contraint que l'approvisionnement en charbon. Cela pourrait également avoir des répercussions sur le régime de fonctionnement de la centrale. Une organisation de la filière d'approvisionnement est donc nécessaire, de la forêt aux usines de production des granulés. Cet aspect est central dans l'éventualité de la concrétisation d'un projet de conversion.

### Coût marginal de production d'électricité par combustible (€/MWh – prix des combustibles 2018)



Source : EPEX, CRE, Argus European, analyses Carbone 4

Des analyses précises sont nécessaires afin de déterminer les conséquences du régime de fonctionnement de la centrale, notamment sur la couverture de ses charges fixes. Par ailleurs, une stratégie de valorisation de l'électricité produite qui tienne compte d'un fonctionnement de quelques centaines d'heures reste à établir. En dernier lieu, les évolutions des prix présentés ci-dessus doivent faire l'objet d'une analyse prospective par rapport aux futurs prix de l'électricité.

## 6. LES RESSOURCES EN BOIS LOCAL SERAIENT-ELLES SUFFISANTES ?

L'approvisionnement en bois local étant une contrainte potentiellement aussi prégnante pour la centrale Émile Huchet que pour celle Cordemais, il a été supposé ici en première approximation que le temps de fonctionnement de la centrale convertie à la biomasse serait identique à celui du projet Ecocombust, soit l'équivalent de 500 heures/an à plein régime<sup>29</sup>.

Étant donné ce facteur de charge, alimenter la centrale de Saint-Avoid avec un mix constitué à 100% de biomasse nécessiterait un approvisionnement annuel d'environ

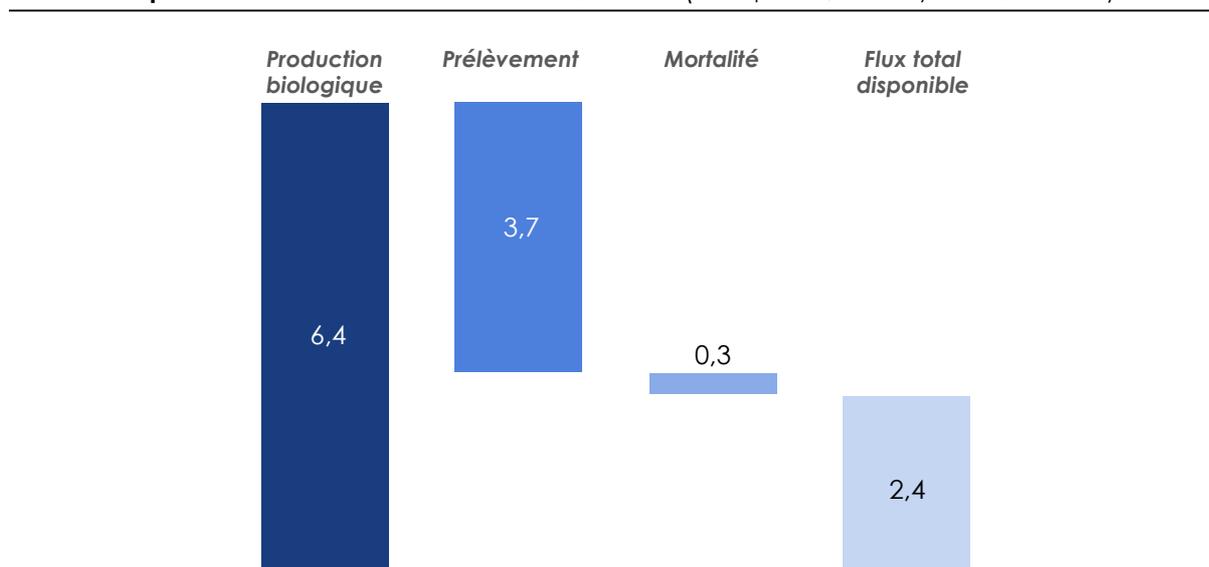
et également des coûts d'investissement pour convertir la centrale (30 \$/kW sur la base de la centrale d'OPG au Canada).

<sup>29</sup> Source : rapport « Quel avenir pour la centrale de Cordemais », présenté à la session du 18/12/2018 du Conseil économique, social et environnemental du Pays de la Loire.

170 ktonnes de granulés de bois, ce qui correspond à un volume annuel moyen d'environ 0,7 millions de m<sup>3</sup> de bois brut (soit 0,8 à 0,9 millions de m<sup>3</sup> si l'on intègre des pertes). L'analyse des ressources de bois dans la région Lorraine<sup>30</sup> montre qu'après prélèvement sur la production de bois annuelle et prise en compte de la mortalité, il resterait à date, 2,4 millions de m<sup>3</sup> de bois de forêt qui seraient mobilisables, toutes essences confondues, ce qui suffirait, pour alimenter la tranche d'Émile Huchet. Il reste néanmoins une question concernant l'accessibilité technico-économique de ce gisement<sup>31</sup> qui n'est pas traduite dans les informations publiées de l'IGN.

Il serait également nécessaire d'établir une vision prospective du flux de bois local disponible, afin de s'assurer de la pérennité de l'approvisionnement dans les prochaines années.

#### Disponibilité de la ressource bois en Lorraine (Mm3 par an, flux moyen sur 2013-2017)



Source : Inventaire IGN, analyse Carbone 4

**Nota bene** : dans le graphique ci-dessus, certains produits de récupération comme les connexes de scieries et les déchets verts (issus des tailles, de l'élagage par exemple) sont contenus dans le bloc « Prélèvement » et non pas dans « Flux total disponible ». D'autres produits de récupération, comme le bois de classe B, n'apparaissent pas du tout dans le graphique ci-dessus car ils proviennent des secteurs de la construction, de l'ameublement et non pas directement de la forêt.

En pratique, une partie non négligeable<sup>32</sup> de l'alimentation de la centrale pourrait être assurée par les produits bois de récupération (les déchets de bois, les connexes de scieries), ce qui permettrait de ne pas entrer en conflit avec d'autres usages du bois et d'optimiser l'utilisation de la ressource.

<sup>30</sup> Source : inventaires IGN

<sup>31</sup> Toute la production biologique n'est pas nécessairement techniquement accessible au prélèvement, et lorsqu'elle l'est, le coût d'extraction peut excéder le niveau auquel les exploitants souhaiteraient la valoriser.

<sup>32</sup> Les produits de récupération représentent 40% du bois énergie consommé aujourd'hui en France. Sources : DGEC « Fiche AMS adéquation offre-demande en énergie » (04/2018) ; MTE « Stratégie Nationale Bas Carbone et Programmation Pluriannuelle de l'Énergie » (07/2018)

Le recensement des gisements locaux de bois de récupération doit donc également être effectué, afin d'avoir une idée non seulement des volumes disponibles mais également des prix des différentes ressources.

### III. ANNEXE

**Niveaux de production par source et importations selon plusieurs configurations pendant l'hiver 2023 dans le cas d'une pointe de froid similaire à celle de février 2012 (MW)<sup>33</sup>**

MW	2012			2023					
	Capacité mobilisée lors de la pointe du 8 février 2012 à 19h	Capacités totales installées en 2012	Facteur de charge au moment de la pointe de 2012	Capacité totale installées en 2023	Capacités mobilisables en 2023 au moment d'une pointe de consommation avec des facteurs de charge identiques à 2012	Facteur de charge pour la pointe en 2023 - éolien min	Capacités mobilisables en 2023 au moment d'une pointe de consommation - éolien min	Facteur de charge pour la pointe en 2023 - éolien max	Capacités mobilisables en 2023 au moment d'une pointe de consommation - éolien max
Fioul	5 477	9 374	58%	2 951	1 724	100%	2 951	100%	475
Charbon	5 201	7 914	66%	-	-	0%	-	0%	-
Gaz	7 994	10 520	76%	12 150	9 233	79%	9 583	79%	9 583
Hydraulique	14 113	25 388	56%	25 406	14 123	59%	14 954	59%	14 954
Nucléaire	59 519	63 130	94%	63 130	59 519	94%	59 519	94%	59 519
Photovoltaïque	-	3 515	0%	11 974	-	0%	-	0%	-
Eolien	1 754	7 449	24%	19 890	4 683	2%	440	77%	15 344
Bioénergies	642	1 390	46%	2 224	1 027	100%	2 224	100%	2 224
<b>Total (hors imports)</b>	<b>94 700</b>	<b>128 680</b>		<b>137 725</b>	<b>90 309</b>		<b>89 671</b>		<b>102 099</b>
Imports nécessaires pour arriver aux 102 099 MW de la pointe de 2012	7 399				11 790		12 428		0
<b>Total</b>	<b>102 099</b>				<b>102 099</b>		<b>102 099</b>		<b>102 099</b>

<sup>33</sup> Capacités installées : fermeture des centrales à charbon ; parcs fioul, gaz, nucléaire identiques au parc de janvier 2019 (pas d'hypothèse de visites décennales) ; PV, éolien, hydraulique et bioénergies développement tendanciel. Niveaux d'utilisation : Fioul et bioénergies : 100% de la capacité disponible ; gaz et hydraulique : maximum de l'année 2017 ; nucléaire : niveau de 2012 ; photovoltaïque : nul car la pointe est supposée être après le coucher du soleil, comme en février 2012 ; éolien max : correspondant au facteur de charge du 27 février à 18h15 (max février 2017 entre 17h00 et 21h00) ; éolien min : Facteur de charge de 2%, équivalent au minimum de production éolien de février 2017 entre 17h et 21h appliquée à la même capacité que la note de bas de page précédente



---

Carbone 4 est le premier cabinet de conseil indépendant spécialisé dans la stratégie bas carbone et l'adaptation au changement climatique.

Animée par des valeurs d'engagement, d'intégrité et d'audace, l'équipe Carbone 4 est formée de 40 collaborateurs passionnés et experts : des compétences techniques à la stratégie, finance et gestion de projet.

Notre objectif commun depuis 2007 : guider nos clients dans la compréhension du monde qui se dessine. En permanence à l'écoute des signaux faibles, nous déployons une vision systémique de la contrainte énergie-climat, et avons à cœur d'accompagner la nécessaire transformation technique d'une transformation humaine.

Nous mettons notre rigueur et notre créativité en œuvre pour transformer nos clients en leaders du défi climatique et embarquer les acteurs dans le changement.

---