

Quel Avenir pour la Centrale de Cordemais ? Contribution au débat

- **Session du 18/12/2018**
- **Rapport présenté par M. Gwénaél PLAGNE au nom de la Commission « Infrastructures – Déplacements – Télécommunications – Énergies »**

Entendues les interventions de MM. Jean-Paul COURROUSSÉ (CFDT), Gilles LATOURNERIE (CFTC), Antoine CHARLOT (Comité 21), Jérôme HANARTE (CFE-CGC), Patrice POLLONO (CCIR), Philippe ROCHETEAU (CGT-FO), Didier ROBERT (CGT),

84 votants. Adopté par 81 voix pour, 3 abstentions, 0 contre.

TABLE DES MATIÈRES

1. Le scénario de la fermeture de la centrale.....	5
1.1. Des effets favorables mais limités sur l’environnement.....	5
Les effets sur le climat.....	5
Les autres effets dans le domaine environnemental.....	6
1.2. Des questions sur l’approvisionnement électrique des Pays de la Loire et de la Bretagne	7
Une sécurité d’alimentation historiquement fragile	7
La sécurité d’alimentation à horizon 2023	7
1.3. Des conséquences socio-économiques majeures pour le territoire ..	9
2. Le projet de conversion de la centrale à la biomasse	10
2.1. ECOCOMBUST : un changement de modèle pour la centrale	10
Qu’est-ce que le projet ECOCOMBUST ?	10
Le maintien d’un filet de sécurité pour le réseau électrique dans l’Ouest	13
Le maintien de l’activité sur le territoire.....	18
2.2. Les enjeux environnementaux autour du projet Ecocombust	19
Les émissions de gaz à effet de serre	19
Les autres risques pour la qualité de l’air	20
L’approvisionnement en biomasse.....	20
Le rendement énergétique de la Centrale.....	24
La réutilisation des infrastructures existantes.....	24
3. Quels autres projets d’avenir pour le territoire ?.....	25
3.1. Quelles alternatives à court terme ?.....	25
La transformation de Cordemais en centrale au Gaz	25
Le scénario de Virage Énergie Climat Pays de la Loire	25
3.2. CAMELEON, le projet de captage et de valorisation de CO₂.....	26
3.3. Les autres projets à plus long terme	27
4. Positionnement du CESER	28

SYNTHÈSE

La sortie des énergies carbonées est un enjeu mondial. C'est dans ce cadre que le Président de la République a confirmé, le 27 novembre 2018, lors de la présentation de la future programmation pluriannuelle de l'énergie, la fermeture des quatre dernières centrales à charbon françaises d'ici 2022. La région des Pays de la Loire est particulièrement concernée par cette annonce puisqu'elle héberge, sur son territoire, la centrale de Cordemais, première centrale à charbon de France. C'est la raison pour laquelle le CESER a souhaité examiner les conséquences d'une fermeture et les alternatives possibles, particulièrement le projet de conversion de la centrale à la biomasse.

Le scénario de fermeture de la centrale : des effets limités sur les gaz à effet de serre et très négatifs sur l'emploi local et le territoire

- Sur le plan environnemental, les effets seraient naturellement positifs sur les émissions françaises de CO₂, mais ils seraient limités, puisque la centrale est à l'origine de 0,6% des émissions au plan national. Au niveau européen, ses effets seraient même contestables en cas d'importation d'électricité de pays ayant un mix électrique plus carboné que la France.
- Sur le plan de l'approvisionnement électrique, ce scénario pose question sur la sécurité du réseau dans l'ouest et en particulier en Bretagne. Il est effectivement aujourd'hui impossible d'affirmer que l'ensemble des conditions définies par RTE pour une fermeture sans risques pourront être réunies en 2022.
- Sur le plan local enfin, la centrale de Cordemais occupe une place majeure dans le paysage, générant plus de 1500 emplois et d'importantes retombées économiques et fiscales. Sa disparition aurait de graves conséquences économiques, sociales et humaines sur un territoire qui dépend fortement de son activité.

La conversion de la centrale à la biomasse via ECOCOMBUST : un projet qui combine maintien de l'activité, approvisionnement électrique de l'ouest et impératifs climatiques

- Sur le plan de l'activité, il permet de conserver la majorité des emplois directs et indirects ainsi que l'essentiel des emplois induits du fait de l'acheminement de la biomasse et des retombées économiques et fiscales de la centrale.
- Sur le plan de l'approvisionnement électrique, il permet de conserver sur le territoire une unité de production de grande capacité capable de répondre aux pics de consommation et d'éviter ainsi les risques de coupure ou de délestage.
- Enfin, sur le plan du climat, ECOCOMBUST prévoit dès 2022 une diminution par 25 des émissions de CO₂ de la centrale. Il nécessite de conserver une petite part de charbon les 2-3 premières années mais vise rapidement la neutralité carbone (hors acheminement).

Un projet crédible sur le plan économique et viable sur le plan des ressources... qui nécessite encore des améliorations, notamment sur l'acheminement

- Sur le modèle économique, l'utilisation de déchets de bois et le changement de modèle de la centrale pour concentrer la production sur les périodes les plus rémunératrices sont des options pertinentes pour aller vers la rentabilité de la centrale. Un tarif de rachat serait justifié compte tenu du caractère innovant du projet et de son rôle pour le réseau électrique.

- Concernant l'utilisation de la biomasse, le projet apporte d'importantes garanties en limitant le nombre d'heures de fonctionnement de la centrale en production électrique et en s'orientant essentiellement vers les déchets de bois. Il écarte ainsi le risque de déforestation et ne confisque pas la ressource pour les autres usages.
- D'autres points nécessitent des compléments, en particulier l'acheminement de la ressource. EDF n'a pas mené à ce stade d'étude logistique intégrant tous les moyens de transports. Il s'agit pour le CESER d'un point essentiel pour éviter une dégradation importante du bilan carbone du projet.

Au global, le CESER considère que le projet ECOCOMBUST constitue une alternative crédible et intéressante à la fermeture de la centrale. Ses actuels points faibles plaident pour un renforcement du projet et non pour son abandon. Sur le moyen et long terme, il permet d'éviter le démantèlement d'infrastructures pleinement opérationnelles (350 M€ investis en 2015-2016) et de préserver les compétences des salariés et industriels sur le territoire. Il offre ainsi l'opportunité d'y installer demain d'autres équipements tels que des unités de stockage d'électricité et de production d'hydrogène. Face à l'enjeu mondial de sortir du charbon, le projet pourrait enfin constituer un modèle pour reconverter les centrales.

Afin de conforter la pertinence du projet – qui est encore en cours d'élaboration – et de réaliser les adaptations en conséquence, le CESER préconise donc :

Pour EDF et la Région Pays de la Loire :

- **L'élaboration du plan d'approvisionnement en lien avec la filière** de manière à assurer la pérennité du gisement, le suivi des stocks et l'émergence d'autres projets de valorisation de la biomasse (y compris les projets de cogénération). Le CESER est favorable à l'exclusion totale du bois-forêt et au ciblage des déchets de bois sur le bois de classe B ;
- **L'élaboration d'une étude logistique pour identifier les meilleurs moyens d'acheminer la ressource du point de vue écologique et économique.** Le CESER préconise de favoriser en priorité les alternatives au tout-routier, via le ferroviaire et le fluvial, et de développer les motorisations alternatives (ex : camions au bioGNV) ;
- **Le financement d'une étude spécifique sur l'empreinte carbone globale du projet,**
- **L'approfondissement des études sur les projets complémentaires :** développement d'un réseau de chaleur et projet de stockage et de valorisation du CO₂ (CAMELEON).

Pour l'État :

- **L'examen approfondi de la possibilité et des avantages liés à la conversion de la centrale à la biomasse.** Conformément au plan climat de 2017, l'État doit intégrer cette piste à son objectif de sortie du charbon. Il doit dans cette optique accorder des marges de manœuvres aux centrales pour mener à bien cette conversion, y compris en leur laissant utiliser, de manière stricte et encadrée, une petite part de charbon au-delà de 2022.
- **L'accompagnement du projet ECOCOMBUST,** dans le cadre du contrat de transition écologique et solidaire, afin d'assurer sa réussite sur les plans économique, social et environnemental, en particulier sur le plan de l'emploi.

La centrale de Cordemais est la plus puissante des quatre dernières centrales à charbon en activité sur le territoire métropolitain. Réalisant près de 50% de l'électricité produite en Pays de la Loire, elle occupe une place stratégique pour l'approvisionnement de notre région mais également, et surtout, de notre voisin breton. Avec 400 emplois directs et plus de 1500 emplois induits¹, elle génère d'importantes retombées sur le territoire.

La centrale de Cordemais est aujourd'hui menacée de fermeture. Lors de la présentation de la programmation pluriannuelle de l'énergie, le 27 novembre 2018, le Président de la République a en effet confirmé son intention de fermer l'ensemble des centrales à charbon françaises d'ici 2022. Cette décision, qu'il a qualifiée de « pionnière », constitue un marqueur important dans les engagements de la France sur le climat.

Anticipant le risque de fermeture, la direction et les salariés de la centrale ont travaillé, dès 2015, sur un projet de conversion de la centrale à la biomasse. L'objectif affiché par EDF est de remplacer, en 2022, 80% du charbon par des déchets de bois et des déchets verts et de supprimer totalement le charbon les années suivantes. Ce projet, nommé ECOCOMBUST, repose sur un changement total de modèle de la centrale qui ne tournerait qu'aux périodes où la demande est la plus forte.

Ce projet constitue donc une alternative à la fermeture de la centrale mais il soulève également des questionnements sur sa faisabilité, sur son coût et sur son impact environnemental. C'est la raison pour laquelle le CESER étudiera ici les conséquences pour le territoire des deux principales options aujourd'hui avancées : la fermeture de la centrale ou sa conversion à la biomasse. Une brève analyse des autres projets imaginés, mais aujourd'hui moins avancés, complétera ce panorama. Il en ressortira plusieurs préconisations du CESER pour l'avenir du site et du territoire qui l'entoure.

1. Le scénario de la fermeture de la centrale

1.1. Des effets favorables mais limités sur l'environnement

Les effets sur le climat

La France ne compte plus que cinq tranches charbon sur son territoire, réparties en quatre sites : Le Havre (Seine-Maritime), Cordemais (Loire-Atlantique), Saint-Avold (Moselle) et Gardanne (Bouches-du-Rhône). Avec deux tranches charbon, la Centrale de Cordemais est la plus puissante des quatre.

Le Président de la République et le Gouvernement ont annoncé leur volonté de décarboner la production d'énergie et de sortir du charbon pour la production d'électricité en France métropolitaine d'ici 2022. Cette décision est justifiée par le mauvais bilan carbone de ces centrales. Le charbon ne représente en effet que 1,8% de la production électrique française mais 25% des émissions du secteur, qui est très majoritairement décarboné, du fait notamment de la part du nucléaire. Ramenées au niveau de l'ensemble des émissions en France, les centrales à charbon représentent environ 1,5% du total² (soit environ 0,6% pour la centrale de Cordemais).

¹ Données les plus récentes, établies par le cabinet Utopies pour l'année 2016. Le nombre actuel est inférieur (autour de 1200 selon EDF) compte tenu de la fermeture des tranches fioul

² Selon les données les plus récentes, les émissions françaises atteindraient 463 Mt CO₂eq en 2016. Celles des centrales à charbon françaises ont atteint 7,1 Mt la même année, soit 1,53% <https://bilan-electrique-2017.rte-france.com/production/29-emissions-de-co2/>

En 2015 et 2016, EDF a réalisé plus de 350 millions d'euros d'investissements qui visaient à prolonger la durée de fonctionnement des 2 unités charbon de la centrale de Cordemais jusqu'en 2035 et à améliorer leur disponibilité grâce à de meilleures performances techniques³. Ces performances ont permis d'augmenter le rendement des installations et de diminuer la consommation de charbon et donc des rejets de carbone dans l'atmosphère.

La fermeture de la centrale aurait donc un impact non négligeable mais malgré tout limité sur les émissions de la France. Par ailleurs, cet impact peut être questionné au cas où le réseau nécessiterait d'importer de l'électricité aux heures de pointe (cf. partie 1.2). L'électricité produite par nos voisins est effectivement assez fortement carbonée. C'est par exemple le cas de 50% environ de la production allemande d'électricité : près de 40% de charbon et de lignite (plus émetteur que le charbon) et plus de 10% de gaz et accessoirement un peu de fioul⁴.

La décision de sortir du charbon en 2022 est donc avant tout un acte politique fort. Il s'agit pour la France de montrer qu'elle agit et prend des décisions structurantes dans le domaine de lutte contre le réchauffement climatique. Elle donne ainsi des gages pour renforcer sa position au niveau international dans le cadre des négociations sur le climat. Un tel acte permet en effet de démontrer le volontarisme de notre pays dans en matière de transition énergétique et donc de faire pression sur les autres pays qui utilisent fortement le charbon (40% de l'électricité produite dans le monde).

Les autres effets dans le domaine environnemental

Au-delà des émissions de CO₂, les travaux réalisés en 2015 et 2016 ont permis de diminuer l'impact de la centrale sur l'environnement, particulièrement dans le domaine de la qualité de l'air. À travers l'installation de procédés de dénitrification, de désulfuration et de filtres électrostatiques, les travaux ont eu pour conséquence de réduire de 80% les émissions d'oxyde d'azote, de supprimer 90% des émissions d'oxyde de soufre (SO₂) et de retenir, avant la sortie à la cheminée, plus de 99% des poussières contenues dans les fumées. Les investissements entrepris entre 2015 et 2016 ont aussi permis de réduire l'impact du pompage en Loire sur le milieu aquatique⁵.

La centrale est certifiée ISO 14001. Il s'agit d'une norme internationale qui donne un cadre pour maîtriser les impacts environnementaux engendrés par une structure et doit conduire à une amélioration permanente de sa performance environnementale. À ce titre, la centrale a mis en place un dispositif permettant de recycler et de valoriser 100% des produits issus de la combustion. Les cendres volantes sont valorisées par des entreprises de la région dans la composition du béton. Le gypse, issu de la désulfuration, est lui valorisé dans la conception du ciment. Des partenariats ont enfin été noués avec des associations environnementales (Ligue de protection des oiseaux, conservatoire national de Brest, ACROLA) afin de travailler sur la préservation de la biodiversité dans l'estuaire de la Loire.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, les effets d'une fermeture risqueraient de rester limités en matière de qualité de l'air et de déchets. Une telle décision poserait par ailleurs la question du maintien des actions de préservation de la biodiversité financées par la centrale.

³ Le détail des installations mises en place dans le cadre des travaux figure dans le dossier de presse d'EDF « la centrale thermique de Cordemais : deux années de travaux exceptionnels pour rénover et prolonger la durée de vie des tranches charbon » : <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/carte-des-implantations/centrale-Cordemais/presentation/Dossier%20de%20presseCentraleEDFdeCordemais.pdf>

⁴ <https://allemagne-energies.com/2018/01/09/le-paysage-energetique-allemand-en-2017/>

⁵ Voir note n°2 ci-dessus.

1.2. Des questions sur l’approvisionnement électrique des Pays de la Loire et de la Bretagne

Une sécurité d’alimentation historiquement fragile

La Centrale de Cordemais est la première centrale à charbon de France. Construite en 1970, elle comptait jusqu’en mai 2017, 4 unités de production, pour une puissance totale de 2600 MW (2 unités charbon de 600 MW, et 2 unités fioul de 700 MW). Les unités fioul ont été fermées respectivement en mai 2017 et avril 2018.

En 2017, la centrale a produit 4 280 GWh⁶ soit 48% de la production d’électricité en Pays de la Loire et 17% de la consommation⁷. Plus largement, elle contribue fortement à l’alimentation du Grand Ouest et plus particulièrement de la Bretagne qui ne produit aujourd’hui que 15 % de ses besoins et se trouve en bout de réseau par rapport aux centrales nucléaires les plus proches. Cette situation de péninsule électrique rend la Bretagne très dépendante de la centrale de Cordemais, particulièrement lors des pics de consommation.

RTE (Réseau de transport d’électricité), qui est en charge du transport de l’électricité et de l’équilibre entre offre et demande, note dans son schéma décennal de développement du réseau 2016 : « *la situation de la région Bretagne présente un déséquilibre important entre énergie électrique produite et énergie électrique consommée. Ce déséquilibre provoque des risques importants de coupure* »⁸.

En 1987, des pannes successives sur plusieurs groupes de la centrale de Cordemais avaient ainsi provoqué un effondrement de la tension dans tout l’ouest de la France, qui avait eu des répercussions jusqu’à Paris⁹. Depuis cet épisode, RTE a mis en place des éléments de sécurisation du réseau et en particulier le « filet de sécurité Bretagne », une ligne électrique souterraine de forte puissance, qui contribue à l’équilibre des flux dans la zone. Néanmoins, la situation reste tendue dans l’ouest, particulièrement lors des fortes chutes de température comme en février 2018¹⁰. La centrale de Cordemais a alors dû tourner à plein régime pour répondre aux besoins du réseau.

La sécurité d’alimentation à horizon 2023

RTE a publié le 15 novembre 2018 son bilan prévisionnel 2018-2023¹¹. Il s’agit d’un diagnostic sur l’équilibre offre-demande d’électricité en France à horizon 2023 et donc sur la sécurité d’approvisionnement. Selon ce dernier, l’hiver 2018-2019 sera sous surveillance mais des marges de sécurité devraient réapparaître dès l’hiver 2020.

⁶ EDF – dossier de presse sur la centrale thermique de Cordemais : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/carte-des-implantations/minisite-cordemais/1_Presentation/2018/edf_up_cordemais_-_dossier_de_presse.pdf

⁷ RTE – Bilan électrique régional des Pays de la Loire : <https://bilans-electriques-regionaux-2017.rte-france.com/pdl/>

⁸ RTE – schéma décennal de développement du réseau 2016 (p.42) : https://www.rte-france.com/sites/default/files/sddr-2016_fiches_regionales_vf.pdf

⁹ Dossier CNDP : <http://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-tht-cotentin-maine/docs/pdf/dossier-mo/chapitre-3.pdf> (p.7)

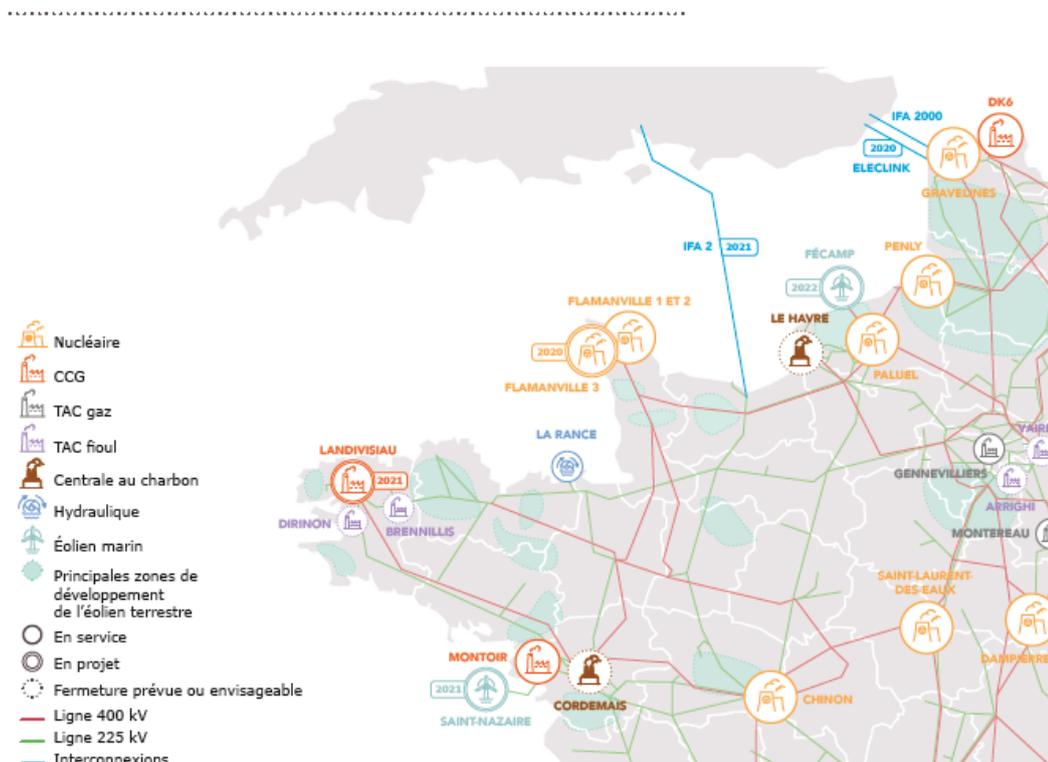
¹⁰ BFM business – « comment la Bretagne a frôlé le blackout » : <https://bfmbusiness.bfmtv.com/france/comment-la-bretagne-a-frole-le-black-out-1466901.html>

¹¹ Idem

Par conséquent, RTE indique dans ce document que la décision gouvernementale de fermer les centrales à charbon à horizon 2022 peut être mise en œuvre sans remettre en cause la sécurité du réseau. Cela repose cependant sur d'importantes conditions listées par RTE :

- Maîtriser la consommation d'électricité ;
- Accroître fortement le développement des énergies renouvelables, conformément aux objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie 2016. Le diagnostic de RTE montre que le développement des énergies renouvelables ne constitue pas uniquement une variable de verdissement du mix énergétique. Il est désormais indispensable pour sécuriser l'approvisionnement en électricité ;
- Fiabiliser et accroître les effacements, c'est-à-dire la réduction temporaire et ciblée de consommations électriques afin de faire face à une insuffisance d'offre d'électricité par rapport à la demande ;
- Assurer la maîtrise du planning des visites décennales réalisées sur les centrales nucléaires et de la mise en service de l'EPR de Flamanville (Manche) ;
- Mettre en service la centrale au gaz de Landivisiau (Finistère), selon les délais annoncés, et ne fermer aucun autre moyen de production ;
- Mettre en service trois nouvelles interconnexions : une avec l'Italie et deux avec la Grande-Bretagne, en 2020-2021.

Figure 13 Moyens de production actuels et envisagés d'ici à fin 2022 dans le Grand Ouest



Source : RTE – Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France | EDITION 2018

Concernant la situation particulière de l'ouest, RTE avance que « les unités de production au charbon de Cordemaïs peuvent être fermées une fois l'EPR de Flamanville en service, mais pas avant »¹².

¹² RTE - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France | EDITION 2018 : <https://www.rte-france.com/sites/default/files/synthese-bilan-previsionnel-2018.pdf>

L'entreprise détaille : « *la situation de la zone dépend en premier lieu de la mise en service de l'EPR de Flamanville (1 650 MW), et dans une moindre mesure du démarrage de la centrale de Landivisiau (440 MW) ou des parcs éoliens en mer (500 MW chacun). Les analyses de sensibilité pertinentes pour une prise en compte des risques locaux impliquent donc d'étudier les conséquences de retards sur ces moyens de production, et de mettre en balance la possibilité d'une fermeture anticipée des turbines à combustion bretonnes (Brennilis et Dirinon) ».*

Par conséquent, si l'EPR et la centrale de Landivisiau sont mis en service dans les calendriers fixés (respectivement 2020 et 2021), il n'existe pas de risque spécifique sur la Bretagne et la Normandie en cas de fermeture des centrales au charbon de Cordemais et du Havre. En revanche, il y aurait bien un risque si l'EPR n'était pas en fonctionnement au moment de leur fermeture.

Or, les risques de retard sur ces deux centrales ne sont pas négligeables compte tenu des problématiques techniques rencontrées par le passé sur l'EPR et des recours déposés sur le gazoduc devant alimenter la centrale de Landivisiau¹³. De plus, RTE indique clairement qu'un « *allongement des visites décennales [des centrales nucléaires] suffit à fragiliser la sécurité d'approvisionnement lors des hivers 2021-2022 et 2022-2023* »¹⁴. Enfin, ce scénario suppose qu'il n'y ait pas d'évolution défavorable de la situation électrique des pays voisins à partir de 2021.

En résumé, il est théoriquement possible de fermer Cordemais à horizon 2022 sans mettre en danger le réseau électrique dans l'ouest mais cela suppose que d'importantes conditions soient remplies. Or, il est raisonnable d'émettre des doutes sur le fait que l'ensemble de ses conditions pourra être réuni d'ici 2022. Par conséquent, acter aujourd'hui une fermeture totale de la centrale de Cordemais en 2022 reviendrait à prendre des risques importants pour l'approvisionnement électrique de l'ouest, et en particulier de la Bretagne, lors des pointes de consommation à horizon 2022-2023.

1.3. Des conséquences socio-économiques majeures pour le territoire

Selon le cabinet Utopies, qui a réalisé en 2017 une étude sur l'empreinte socio-économique de la centrale, le nombre d'emplois générés sur le territoire était en octobre 2016 de 1539, dont 462 emplois directs et 379 emplois indirects correspondant à des sous-traitants permanents. Les 697 emplois induits correspondant principalement à l'économie résidentielle due à la présence de la centrale¹⁵.

Sur cette même année 2016, la centrale a réalisé 40 millions d'euros d'achats, versé 33 millions d'euros de salaires bruts et 27 millions de fiscalité aux collectivités locales. Sur ces 27 millions d'euros, 11 millions reviennent à la Communauté de communes d'Estuaire et Sillon qui héberge la centrale. Cela représente 60% de ses recettes fiscales.

Toujours selon le cabinet Utopies, l'effet sur l'économie locale est de 67,4 millions d'euros de création de richesse soutenue (dont 74% en Loire-Atlantique). Cette création de richesse a

¹³ Pour rappel, la centrale était prévue par le pacte électrique breton de 2010 et devait produire de l'électricité dès 2016. Le projet a pris plusieurs années de retard en raison des nombreux recours déposés par les opposants. Certains sont encore en cours : <https://www.letelegramme.fr/bretagne/centrale-de-landivisiau-le-gazoduc-dans-le-collimateur-des-opposants-09-11-2018-12129069.php>

¹⁴ RTE - Bilan prévisionnel 2018 (voir ci-dessus)

¹⁵ Ces données n'ont pas été actualisées suite à la fermeture des tranches fioul en 2017 et 2018. Selon EDF, il y a actuellement environ 400 emplois directs (dont 378 salariés EDF) et environ 1200 emplois générés.

notamment des effets pour les entreprises dans le domaine de la construction, de la maintenance des machines/équipements ou encore dans le domaine des produits métalliques.

Enfin, la centrale de Cordemais contribue de manière importante à l'activité du Grand Port Maritime de Nantes Saint-Nazaire. Son approvisionnement en charbon est en effet de 1,8 millions de tonnes par an en moyenne. Cela représente 5% du trafic annuel du Port et environ 120 emplois dont 35 pour la compagnie ligérienne de transport.

La suppression de la centrale aurait donc de graves conséquences pour le territoire sur le plan de l'activité, de l'emploi et des finances des collectivités locales. Contrairement à une centrale nucléaire, le démontage de l'usine ne générerait qu'un nombre limité d'emplois sur un temps relativement court. Il doit enfin être noté que l'usine se situe sur un bassin beaucoup moins dynamique que les bassins de Nantes ou de Saint-Nazaire. Il est donc peu probable que les emplois supprimés puissent être facilement remplacés par d'autres, même avec l'aide d'un contrat de transition écologique (CTE¹⁶).

2. Le projet de conversion de la centrale à la biomasse

2.1. ECOCOMBUST : un changement de modèle pour la centrale

Qu'est-ce que le projet ECOCOMBUST ?

Présentation générale

La direction et les salariés d'EDF ont lancé dès 2015 un projet de reconversion des centrales de Cordemais et du Havre, en substituant tout ou partie du charbon par un combustible alternatif permettant une production moins carbonée. Ce projet, nommé ECOCOMBUST, répond aux dispositions du plan climat de juillet 2017 sur les centrales à charbon puisque ce dernier prévoit : « *Nous accompagnerons, dans le cadre de contrats, l'arrêt des dernières centrales électriques au charbon d'ici 2022 ou leur évolution vers des solutions moins carbonées, tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement électrique* »¹⁷.

Le projet ECOCOMBUST consiste à fabriquer localement un nouveau combustible à partir de biomasse végétale. Cette biomasse est densifiée sur site en utilisant la vapeur de la centrale. Cela permet d'améliorer le rendement énergétique de la combustion des déchets végétaux, et d'atteindre 70% à 80% du rendement énergétique du charbon.

Cette biomasse serait constituée essentiellement de bois déchets¹⁸ (emballages, panneaux, bois d'ameublement, bois de démolition...) et complétée de résidus ligneux de déchets verts (issus des tailles et élagages paysagers et urbains) et d'écorces et autres résidus de scieries. EDF envisage par ailleurs d'intégrer 7 à 10% de combustibles

¹⁶ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/18007_CTE_flyerA4_web.pdf

¹⁷ Présentation du plan Climat – Ministère de la transition écologique et solidaire : https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2017_07_06%20-%20Plan%20Climat.pdf

¹⁸ Ou déchets de bois, en particulier les bois de classe B qui sont des bois faiblement traités regroupant les panneaux, les bois d'ameublement, les bois de démolition exempts de gravats, les résidus d'exploitation forestière (souches, grumes etc.)

solides de récupération (CSR), c'est-à-dire du combustible fabriqué à partir de déchets non-dangereux mais non-recyclables (cf. illustration ci-dessous).



Les résidus ligneux ou morceaux de bois sont issus des tailles et élagages paysagers et urbains, suite à l'entretien des parcs, jardins et linéaires urbains.

Les déchets de bois, bois de classe A et bois de classe B (bois faiblement traités) rassemblent les emballages, les panneaux, les bois d'ameublement, les bois de démolition...

Un combustible solide de récupération (CSR) est produit à partir de déchets n'ayant pu être recyclés : emballages en plastique et/ou en carton, mousse, tissus d'ameublement, morceau de papier...

Le granulé ou pellet est un combustible issu du compactage des produits bruts ou pré-traités présentés précédemment.

Source : EDF – présentation du projet ECOCOMBUST

Ce projet est actuellement en cours d'expérimentation à la centrale de Cordemais. L'objectif d'EDF est de parvenir le plus rapidement possible à 80 % de biomasse dans le combustible qui permet à la centrale de fonctionner, en conservant un talon de 20 % charbon. Il s'agirait ensuite de passer progressivement à une combustion 100% alternative. D'après les expérimentations en cours, ce passage à 100% nécessite des améliorations techniques et ne pourra être opérationnel en 2022, date annoncée de la fin des centrales à charbon en France.

Cette reconversion de la centrale nécessiterait selon EDF des investissements limités (« quelques dizaines de millions d'euros »¹⁹), notamment au regard des 350 millions d'euros investis récemment dans la centrale et qui seraient perdus en cas de fermeture. Une aide serait demandée à l'État pour réaliser ces investissements, potentiellement dans le cadre du contrat de transition écologique (CTE). A contrario, si la centrale était totalement fermée, EDF serait en droit de demander des compensations à l'État.

Les investissements demandés doivent également être comparés au coût d'autres projets énergétiques dans le Grand Ouest : la construction de la future centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau est évaluée à 400 millions d'euros et entraînera une subvention publique annuelle de 40 millions d'euros pendant 20 ans au nom de la contribution à la sécurité d'approvisionnement de la Bretagne²⁰. Le coût de raccordement du parc éolien en mer au large de Saint-Nazaire est, pour sa part, de 200 millions d'euros.

État des lieux de l'expérimentation sur le plan technique

Les premiers essais de co-combustion ont eu lieu dès février 2016. Ils ont prouvé qu'il était possible de brûler de la biomasse sans réaliser de modification importante sur les installations sur la centrale.

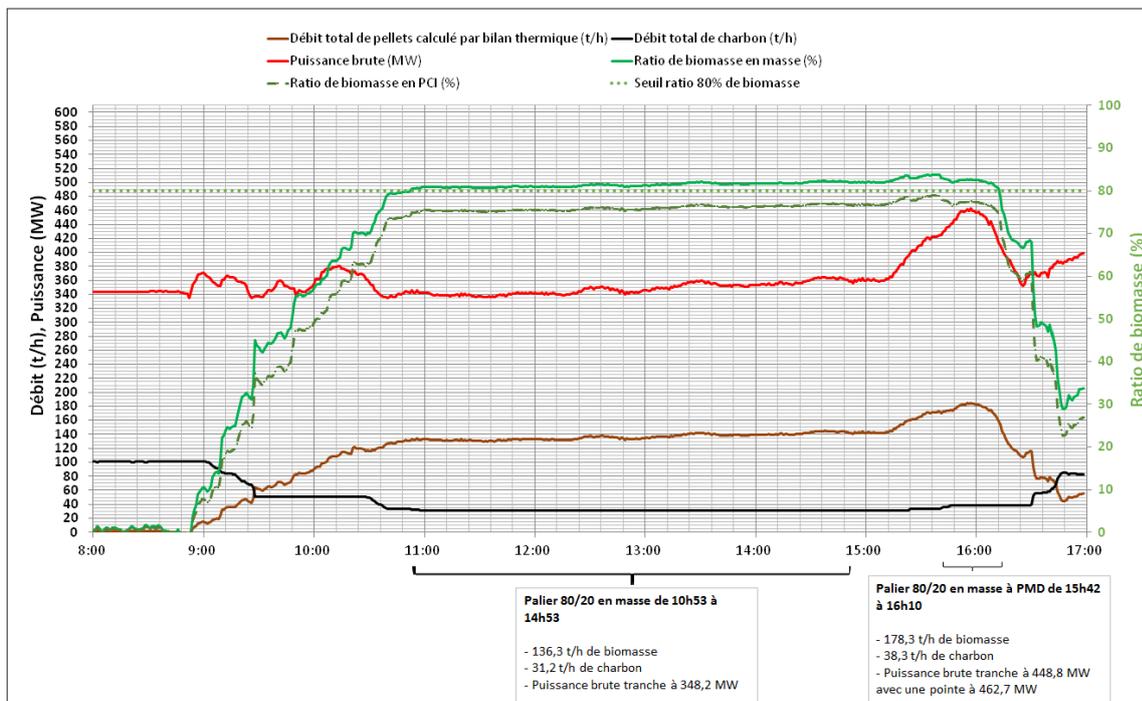
En septembre 2017, un prototype d'unité de densification a été construit et testé à Cordemais. Ce dernier a permis de montrer que des déchets verts traités par explosion de vapeur pouvaient dégager des valeurs énergétiques proches de 70% à 80% de celles du charbon.

¹⁹ Audition par le CESER de Michel Magnan, délégué régional EDF Pays de la Loire et Lionel OLIVIER, Directeur de l'Unité de production Cordemais – Le Havre.

²⁰ https://www.lesechos.fr/15/01/2018/lesechos.fr/0301123128962_plus-de-deux-ans-de-retard-pour-la-centrale-a-gaz-de-landivisiau.htm

En mai dernier, de nouveaux essais de combustion ont été menés à la centrale avec des taux de biomasse allant de 50% à 87%. Ainsi, toute la journée du 30 mai, la Centrale a eu un fonctionnement à 50% de biomasse / 50% de charbon et en fin de journée, la part de biomasse a été augmentée progressivement pour atteindre un pic à 87 % sur un palier d'une demi-heure. Ces essais ont permis de démontrer que la biomasse permet d'assurer une bonne combustion.

Il restait à démontrer que la centrale pouvait fonctionner au taux de 80% de biomasse pendant un palier d'une durée plus longue de plusieurs heures. C'est ce qui a été fait le 1^{er} août dernier avec des essais à 80% sur quatre heures consécutives.



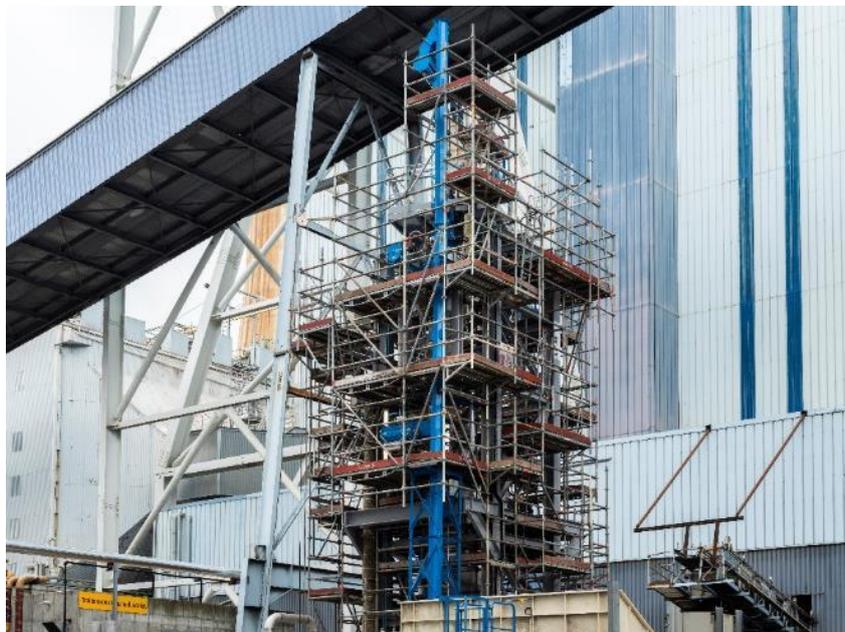
Source : EDF – présentation du projet ECOCOMBUST

A la même période des essais de co-combustion avec du CSR ont été conduits avec succès à la centrale du Havre (qui est une copie conforme de la centrale de Cordemais).

Enfin, la centrale a mis en service un prototype de densification à l'échelle préindustrielle (avec une capacité de 1 tonne/h de combustible densifié). Ce dernier a démontré qu'il était possible de densifier plusieurs dizaines de tonnes de biomasse et de les utiliser dans la chaudière.

La densification de la biomasse via le procédé *Steam explosion*²¹ est un élément essentiel du projet. Il permet de transformer la biomasse en combustible de substitution au charbon en lui assurant une meilleure hydrophobie et résistance aux attaques biologiques afin d'améliorer sa capacité de stockage en extérieur, des propriétés mécaniques modifiées ce qui facilite son transport, son entreposage et sa combustion et une densité énergétique plus élevée.

²¹ Pré-traitement utilisant de la vapeur saturée à haute pression suivi d'une réduction rapide de la pression de vapeur pour obtenir une décompression explosive. Ce procédé a été élaboré en lien avec un laboratoire de recherche de l'université de Nancy.



Prototype de densification (Crédits photo : EDF)

Ces différentes étapes donnent des signes très encourageants sur la faisabilité technique du projet ECOCOMBUST. Plusieurs étapes restent cependant encore à franchir. Concernant les déchets verts, de nouveaux essais de co-combustion à 80% sur de longues périodes seront ainsi menés début 2019. Concernant le bois de classe B, la production de 200 tonnes de pellets via le processus de densification est prévu pour le début d'année 2019. Ces derniers seront utilisés lors d'essai de co-combustion à 80% au mois de mai 2019.

Enfin, une étape technique importante reste à franchir pour réussir à faire fonctionner la centrale en supprimant totalement le charbon et en passant donc à 100% de biomasse. Les problèmes techniques sont notamment liés aux cendres générées par le charbon. Ces dernières permettent de fixer les poussières liées à la combustion de la biomasse et il faudra donc trouver une alternative en l'absence de charbon. Les responsables d'EDF estiment que cette dernière étape ne pourra pas être franchie d'ici 2022. Le CESER souhaite que les expérimentations soient accélérées afin d'aller le plus rapidement possible vers le 100% biomasse.

Le maintien d'un filet de sécurité pour le réseau électrique dans l'Ouest

Le modèle économique d'ECOCOMBUST

- **Un coût de production en hausse**

D'après les expérimentations conduites à la centrale de Cordemais, le prix de l'énergie produite à partir de la biomasse pourrait se situer aux alentours de 120 € du MWh. Ce prix entre dans les fourchettes prévues par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans le cadre de l'appel d'offres pour la production d'électricité à partir de biomasse²². Cette dernière prévoit en effet un tarif maximum de rachat de 130 € à 155 € en fonction des

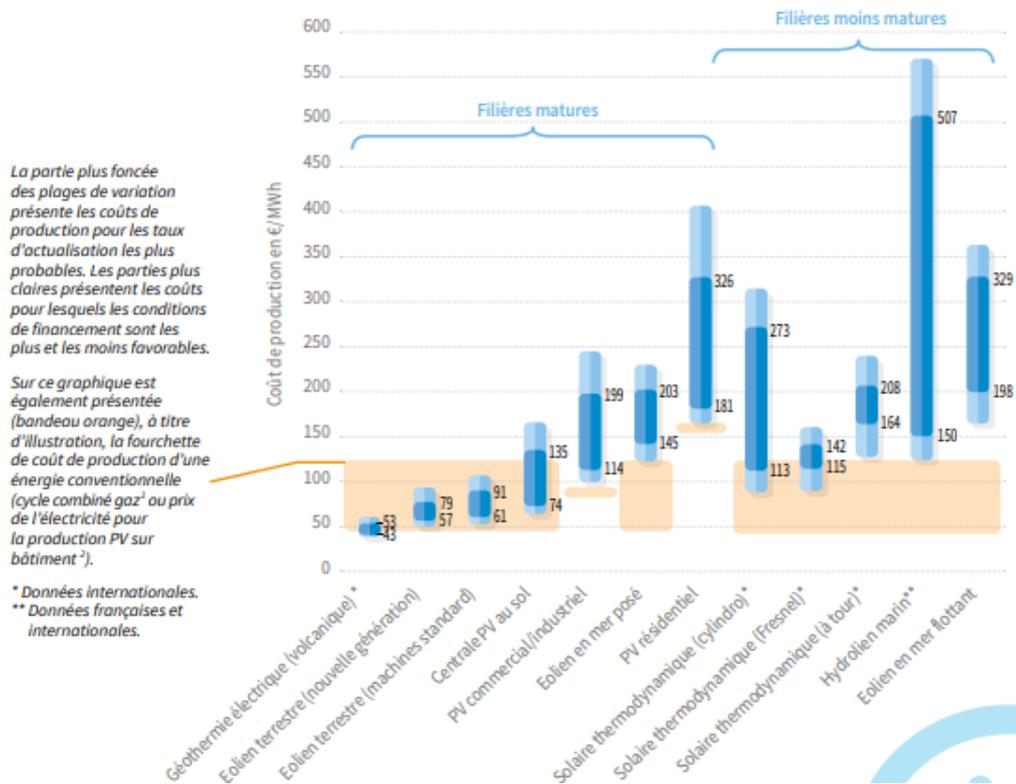
²² Délibération de la CRE du 7 novembre 2018 portant avis sur le projet de cahier des charges modifié pour la troisième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Avis/Projet-de-cahier-des-charges-modifie-pour-la-troisieme-periode-de-l-appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de>

familles de projet (bois-énergie ou méthanisation). EDF envisage donc la mise en œuvre d'un tarif de rachat dans le cas d'ECOCOMBUST.

Plus largement, ce montant est supérieur à celui de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles : environ 70 € le MWh pour le charbon et 70 à 100 € le MWh pour le gaz. Il est également supérieur au coût actuel de l'énergie nucléaire en France (59,8 €/MWh²³) mais se rapproche du coût de l'électricité qui sera produite via le futur EPR de Flamanville (estimé entre 110 à 120 €/MWh).

Ce coût doit enfin être comparé à celui des autres moyens de production d'électricité renouvelable. Il s'avère qu'à l'exception de l'éolien terrestre et de certaines centrales photovoltaïques, les coûts des autres technologies sont comparables ou supérieurs (cf. graphique). Il peut en outre être noté qu'une comparaison complète demanderait d'ajouter le coût des moyens de stockage pour les énergies intermittentes.

➤ Coûts complets de production en France pour la production d'électricité renouvelable



Source : ADEME – coût des énergies renouvelables en France²⁴

Ces coûts relativement contenus reposent sur le fait que les déchets utilisés dans le cadre d'ECOCOMBUST constituent des coûts pour leurs détenteurs. Selon la hiérarchie des modes de traitement des déchets²⁵, il convient de privilégier, dans l'ordre, après la prévention, la préparation en vue de la réutilisation puis le recyclage puis toute autre valorisation y compris énergétique et enfin l'élimination.

²³ Cour des Comptes – le coût de production de l'électricité nucléaire (actualisation 2014). Ce coût comprend : les dépenses d'exploitation, les investissements sur le parc existant, les provisions pour gestion des déchets et du combustible usé, les provisions pour démantèlement, le loyer économique et la production.
https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20140527_rapport_cout_production_electricite_nucleaire.pdf

²⁴ Certains coûts doivent être actualisés mais l'ADEME n'a pas publié de nouvelle édition depuis janvier 2017 :
https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/couts_energies_renouvelables_en_france_edition2016v1.pdf

²⁵ ADEME – grands principes de la réglementation européenne sur les déchets :
<https://www.ademe.fr/expertises/dechets/elements-contexte/politique-vigueur/dossier/cadre-reglementaire/grands-principes-reglementation-europeenne-dechets>

Or, une grande partie du bois de classe B ne trouve actuellement aucun débouché et doit donc être mis en usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) ou en centre de stockage des déchets ultimes (CSDU). Dans les deux cas, cela crée un coût pour le détenteur impliquant le versement d'une taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) dont l'augmentation est programmée. L'équilibre économique du projet ECOCOMBUST se fonde donc sur le partage de l'économie réalisée par le détenteur pour produire un combustible à cout faible même avec le financement de la densification et du transport.

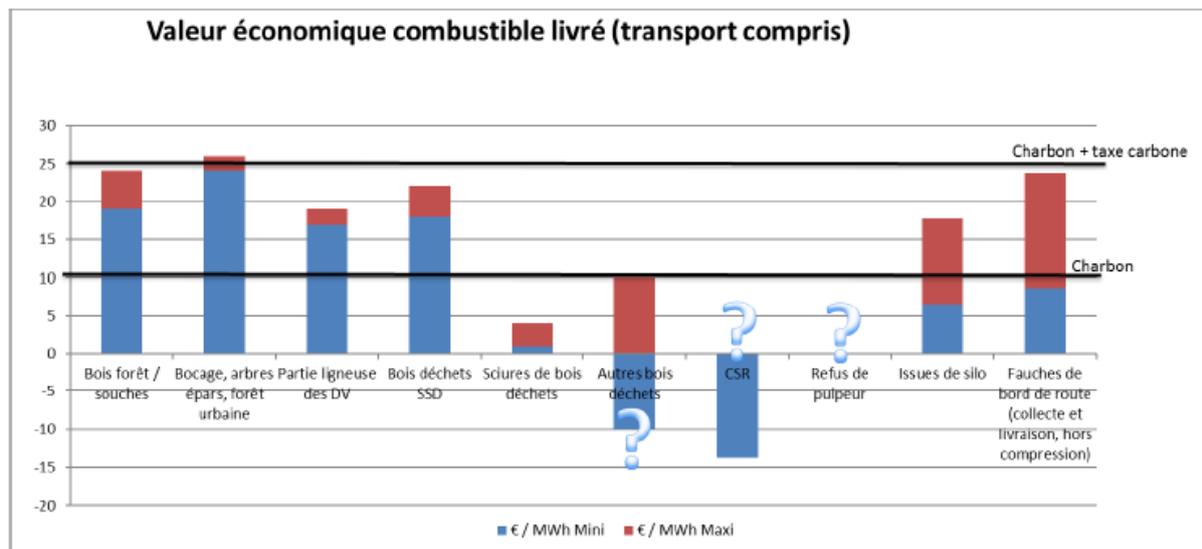


Figure 31 : Valeur économique du combustible livré (transport compris), en €/MWh (fourchettes)

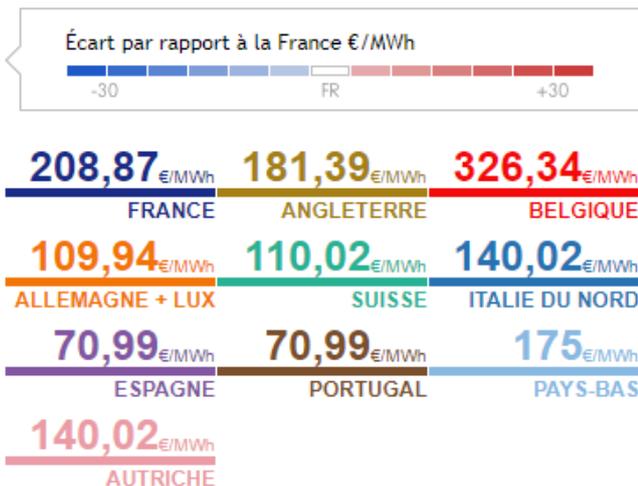
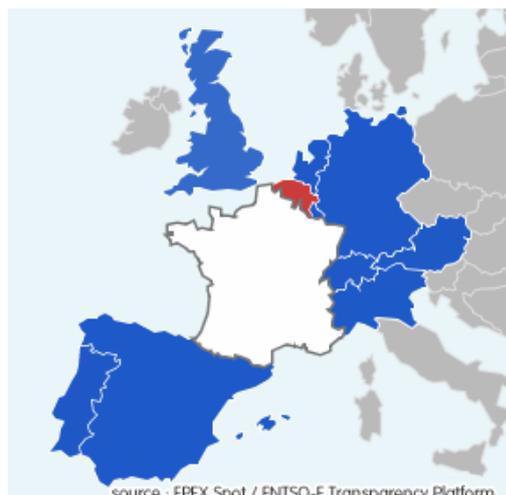
Valeur économique du combustible livré (transport compris), en €/MWh (fourchettes) – graphique issu de l'étude du gisement de biomasse mobilisable pour le projet Ecocombust – INDDIGO – Février 2018

- **Un modèle reposant sur les périodes où l'énergie est la plus chère**

Au-delà du tarif de rachat, EDF défend l'idée que le projet le projet aurait une pertinence économique dans le cadre d'un changement de modèle pour la centrale. Alors qu'elle fonctionne actuellement toute l'année (4500 heures), la Centrale passerait à 500 heures à plein régime (ou 1000 heures à demi-charge) pour la production d'électricité. Elle ne serait ainsi mobilisée que pour les périodes hivernales, lorsque l'électricité est en moyenne la plus chère sur les marchés de gros. Elle pourrait en outre passer à pleine puissance pour répondre aux pics de consommation.

Lors de ces pics, l'électricité peut en effet atteindre sur le marché une valeur bien supérieure à 120 € du MWh. Comme le montre l'illustration ci-dessous, le 22 novembre dernier, alors que les températures ont été bien inférieures aux normales de saison, le MWh a atteint 208 € sur les marchés en France au moment de la pointe de consommation de 18h. En faisant fonctionner les 1200 MW de la centrale sur cette seule heure, le chiffre d'affaires généré est de 240 000 €. Cette rentabilité maximale sur les pointes permettrait donc de compenser les heures où l'électricité est moins chère, d'autant plus que la centrale se concentrerait sur les périodes de production les plus intéressantes financièrement.

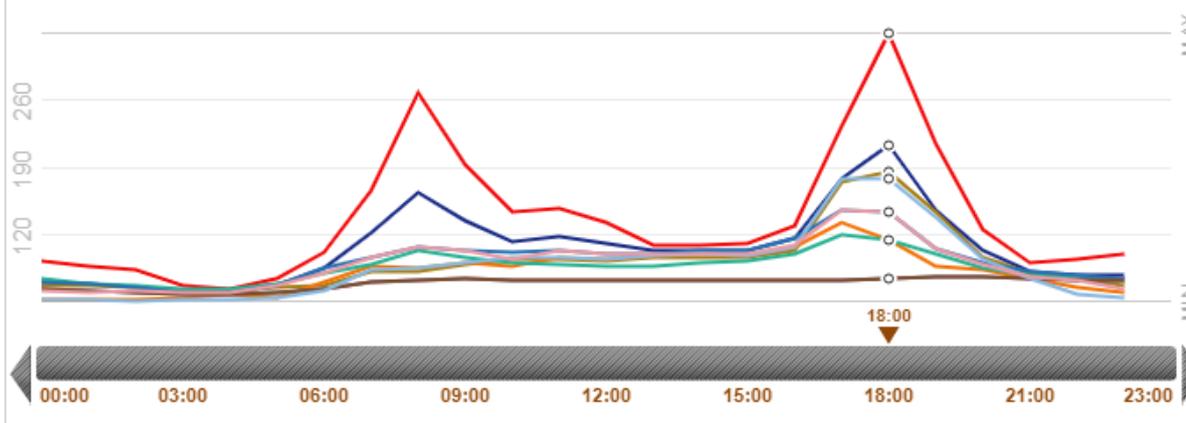
EDF défend qu'avec ce mode de fonctionnement et des subventions au minimum au lancement du projet, l'équilibre économique pour l'industriel serait tenu, sous réserve d'une diminution de quelques dizaines d'emplois. EDF table enfin sur l'augmentation des prix de l'énergie dans les prochaines années.



DONNÉES TEMPS RÉEL

MINIMUM

MAXIMUM



Source : RTE²⁶

Fonctionnement des marchés de l'énergie

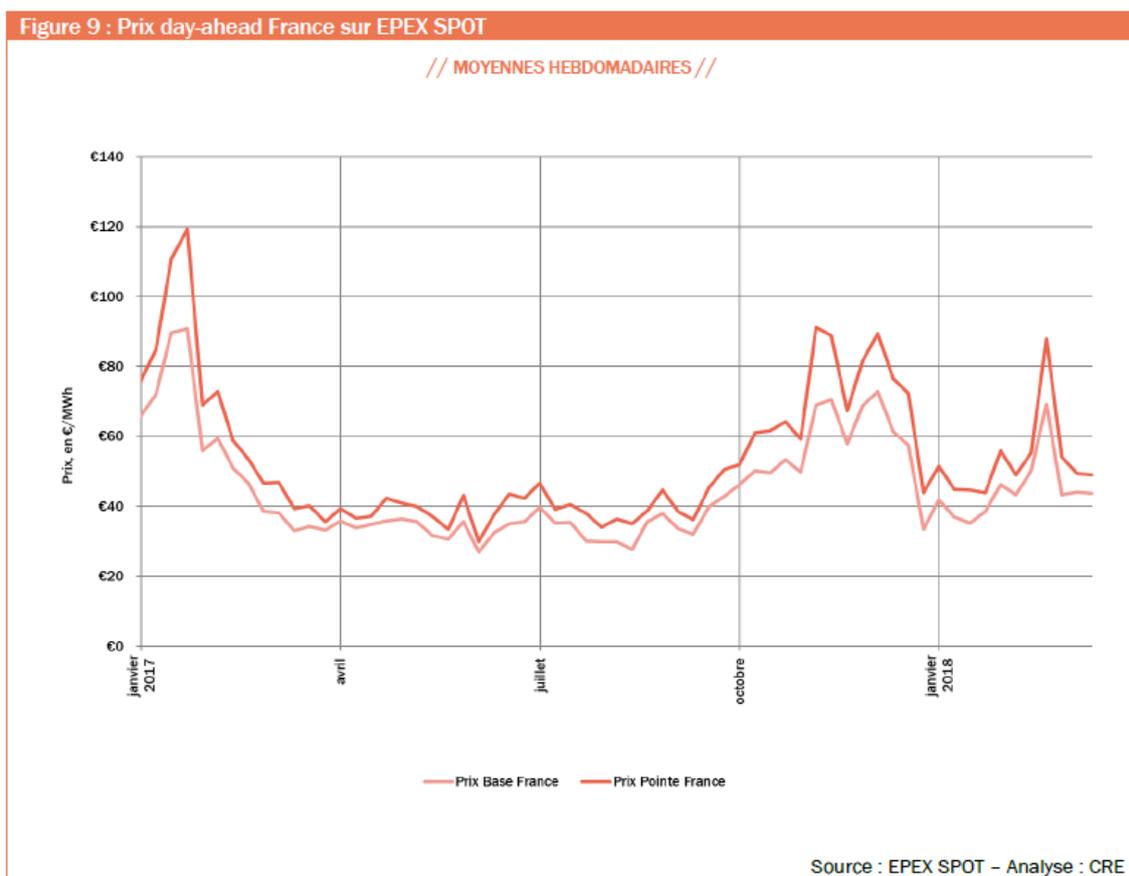
Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée aux clients finals (particuliers ou entreprises) via le réseau. En matière de bilan physique, le marché de gros de l'électricité tient une place centrale dans le fonctionnement du système électrique français : il permet d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Une partie de l'électricité injectée sur le réseau n'est pas négociée sur les marchés : elle est directement livrée aux clients finals par les entreprises intégrées, c'est-à-dire à la fois producteur et fournisseur. Le reste de la production ou de la fourniture est négocié sur les marchés de gros, donnant lieu à plusieurs transactions qui pourront se traduire par des nominations physiques. On distingue, d'une part, les produits spot ou au comptant (achetés

²⁶ Site RTE – les données des bourses : <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/donnees-de-marche>

pour une livraison le jour-même ou le lendemain) et, d'autre part, les produits à terme (achetés pour une livraison sur une période plus lointaine fixée).

Le prix de référence pour le spot sur le marché de l'électricité français est le prix du produit Day-ahead sur la bourse EPEX SPOT. Négocié la veille pour livraison le lendemain, il reflète l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement réalisé en temps réel par RTE. Ces prix de court terme sont très volatils. En effet, l'électricité ne peut pas être stockée à grande échelle et des facteurs influençant l'équilibre offre-demande peuvent varier brutalement, comme les conditions climatiques ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale en panne, capacité d'interconnexion réduite, etc.).



Source : Commission de régulation de l'énergie²⁷

Un centrale capable d'assurer les pointes de consommation

ECOCOMBUST permettrait de conserver une puissance installée de 1 200 MW sur le territoire des Pays de la Loire pouvant être mobilisée lorsque le réseau en a le plus besoin, particulièrement au cœur de l'hiver lors qu'interviennent des épisodes météorologiques très froids.

Or, plus que l'équilibre global entre offre et demande, la problématique de l'ouest est bien celle de la réponse aux pics de consommation. Compte tenu de l'importance actuelle de son parc de radiateurs électriques, la France connaît en effet des pics de consommation élevés et une très forte sensibilité aux températures extérieures. À titre d'exemple, en Pays de la Loire, un

²⁷ <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/Presentation-du-marche-de-gros-de-l-electricite>

jour d'hiver à 19h, la consommation d'électricité croît en moyenne de 160 MW par degré perdu, soit l'équivalent de la consommation moyenne d'une ville comme Angers.

Avec le projet ECOCOMBUST, la centrale de Cordemais pourrait jouer un rôle de filet de sécurité afin d'éviter des coupures sur le réseau, spécifiquement en Bretagne et particulièrement si les conditions de sécurisation du réseau énoncées par RTE ne sont pas remplies en 2022-2023 (cf. partie 1.2).

Tout comme le charbon, la biomasse est effectivement une énergie pilotable, c'est-à-dire qu'elle peut être mobilisée sur commande, contrairement aux éoliennes et panneaux photovoltaïques qui sont entièrement soumis aux conditions météorologiques. Lors des débats sur la PPE, Jean-Yves Grandidier, président de la société Valorem, qui a monté les éoliennes du Pays de Retz, déclarait à ce titre « *les énergies renouvelables dépasseront la production de base dans un futur plus ou moins proche, mais des centrales comme celle de Cordemais resteront nécessaires pour assurer la pointe* »²⁸. C'est bien dans cette logique que s'inscrit le projet ECOCOMBUST.

Il peut enfin être ajouté que la sécurité électrique de la Bretagne repose également sur deux centrales thermiques au fioul (Brennilis et Dirinon). Si l'État décide à l'avenir de les fermer pour des raisons environnementales, il sera indispensable de garder, en plus des cycles combiné gaz, une installation de forte puissance capable de répondre aux pics de consommation. Avec le projet ECOCOMBUST, la centrale de Cordemais peut répondre à cette demande sans dégrader le bilan carbone de la France (cf. partie 2.2).

Le maintien de l'activité sur le territoire

Le projet ECOCOMBUST diminuerait drastiquement le nombre d'heures de fonctionnement de la centrale mais il conduirait cependant, selon EDF, à maintenir un nombre important d'emplois sur le site. Cela s'explique par la nécessité d'assurer, toute l'année, des travaux de maintenance ainsi que la densification de la biomasse (production du combustible alternatif). Les emplois indirects seraient eux-aussi en grande partie préservés et de nouveaux emplois pourraient être créés en lien avec l'approvisionnement de la biomasse. Au global, EDF estime, sans avoir fait d'étude précise sur le sujet, que la plupart des emplois générés par la centrale seraient conservés avec ECOCOMBUST, contrairement au scénario d'une fermeture.

Ces éléments, fournis par EDF, semblent crédibles mais il demeure indispensable qu'une estimation précise du nombre d'emplois maintenus dans le cadre de ce projet soit fournie par l'entreprise. Il peut être ajouté, sur le volet de l'emploi, que le maintien d'une activité sur la centrale permettrait la création ultérieure de nouveaux emplois via la mise en œuvre à plus long terme d'autres projets (cf. partie 3 sur les autres projets).

Par ailleurs, une part importante de l'empreinte socio-économique de la centrale devrait être préservée, tant en matière d'achats que de salaires versés ou de fiscalité locale. À ce titre, l'approvisionnement local en biomasse pourrait avoir un impact sur l'économie générale du bois en région et sur les différentes filières (panneautiers, producteurs de bois énergie...). Pour que le projet permette de consolider la filière et non le contraire, il faudrait que les cahiers des charges d'achat de la matière soient construits de manière à sécuriser les approvisionnements et les diversifier. Ces éléments ne sont pas encore connus.

²⁸ Débat public programmation pluriannuelle de l'énergie – compte-rendu initiative de Cordemais : https://ppe.debatpublic.fr/sites/debat.ppe/files/documents/cr_cordemais_0406.pdf

Enfin, concernant le Grand Port Maritime de Nantes Saint-Nazaire, le trafic devrait être impacté par la forte diminution de l'utilisation du charbon. Cependant, une petite part de ce trafic serait maintenue avant le passage au 100% biomasse. Par ailleurs, le bois de classe B actuellement exporté dans d'autres pays, pourrait être acheminé en partie via le Port. Des systèmes de barges pourraient également être mis en place afin de limiter le trafic des camions apportant la biomasse et de bénéficier des infrastructures de Montoir en matière de stockage. Par conséquent, en fonction des dispositions retenues, l'activité du port devrait être moins affectée en cas de réalisation du projet ECOCOMBUST par rapport à une fermeture totale. Ces éléments devraient être pris en compte dans la conception du projet.

2.2. Les enjeux environnementaux autour du projet Ecocombust

L'enjeu environnemental est un élément clef du projet puisque la décision du gouvernement de fermer les centrales à charbon se fonde sur l'impératif de faire face au réchauffement climatique et de prendre des mesures fortes dans ce domaine. Il est donc essentiel d'examiner le projet ECOCOMBUST à l'aune des émissions de gaz à effet de serre mais également d'analyser globalement l'impact environnemental du projet.

Les émissions de gaz à effet de serre

Sur le plan du gaz à effet de serre, le projet devrait permettre, selon EDF, de diviser par 25 les émissions de la centrale, dès la première phase du projet (en conservant donc 20% de charbon dans le combustible sur 500 h de fonctionnement par an à puissance maximale). La biomasse participe en effet à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre dans la mesure où le CO₂ dégagé par la combustion des bioénergies est compensé par le CO₂ absorbé par les végétaux lors de leur croissance. Les émissions de la centrale passeraient ainsi de 0,6% à 0,02% des émissions nationales en 2022, avant d'atteindre la neutralité carbone avec un fonctionnement à 100% biomasse. À terme, le projet doit permettre d'avoir dans l'ouest une centrale avec une énergie à la fois décarbonée et pilotable, répondant ainsi tant aux enjeux climatiques qu'aux enjeux de sécurité d'approvisionnement électrique dans l'ouest.

Il convient cependant de faire un bilan carbone global du projet (analyse du cycle de vie), qui intègre notamment les émissions de CO₂ liées à l'acheminement de la biomasse en fonction des modes de transport choisis. Le transport en camions peut effectivement dégrader de manière importante le bilan du projet. C'est la raison pour laquelle, une étude logistique doit être réalisée afin de déterminer comment les autres modes de transport pourraient être privilégiés.

Le site de Cordemais est équipé d'un déchargement fluvial par la Loire, ainsi qu'un déchargement ferroviaire avec une ligne SNCF maintenue en état. Le ferroviaire et le fluvial pourraient donc constituer des moyens de transport des matières premières, en particulier pour le bois de classe B dont les stocks se trouvent majoritairement dans les métropoles. Le recours au fluvial pourrait en outre contribuer à garantir la rentabilité de Flexiloire, le service fluvial de transport de marchandises entre Nantes et Saint-Nazaire. Ces possibilités doivent être intégrées à un futur bilan carbone réalisé de manière approfondie à partir des hypothèses retenues sur la quantité de biomasse devant être acheminée à la centrale. Sans rien retirer à la nécessité d'une étude logistique, l'étude Inddigo montre que le bilan carbone du projet ECOCOMBUST, même avec un transport entièrement routier de la matière première, serait meilleur qu'un fonctionnement de la centrale au charbon.

Les autres risques pour la qualité de l'air

Au-delà des gaz à effet de serre, se pose la question des autres polluants pouvant être rejetés par la centrale via la combustion de déchets verts mais surtout de de bois de classe B et de CSR. L'association Virage énergie Climat Pays de la Loire, créée en 2009 avec le soutien d'associations environnementales ou altermondialistes, a réalisé un dossier sur le projet ECOCOMBUST à Cordemais. Dans ce dossier, elle affirme que le « *risque de pollution de l'air est très préoccupant, notamment métaux lourds et dioxines. La centrale n'est pas prévue pour filtrer les polluants des nouveaux combustibles* »²⁹.

EDF affirme au contraire que les installations, récemment modernisées, sont pleinement opérationnelles pour la combustion de la biomasse et que le niveau d'émissions de la cheminée de la centrale de Cordemais est moins important que celui des petites installations qui disposent d'équipements de filtrage moins performants. Il doit également être noté que le dimensionnement de la chaudière permet de maintenir les températures à plus de 850 degrés et donc de dégrader les polluants.

Concernant le bois de classe B, des essais sont en cours pour identifier, quantifier, et choisir les modes de traitement des polluants identifiés, notamment en amont ou pendant le processus de densification. D'après les premiers tests, il apparaît que le processus de densification permet de récupérer une grande partie des métaux lourds dans les effluents liquides. Concernant enfin les CSR, comme le souligne Virage Énergie Climat, leur combustion n'est autorisée actuellement que dans les établissements ICPE³⁰, qui doivent notamment démontrer l'absence de traces de métaux et d'halogènes dans l'air.

Face à ses différents risques, il doit être noté que la centrale de Cordemais – qui est déjà classée parmi les installations ICPE³¹ – sera de toute façon soumise aux normes de rejet existantes et devra s'y conformer. À ce titre, les expérimentations menées à Cordemais et aux Havre, respectivement sur la co-combustion de déchets verts et de CSR, ont été encadrées règlementairement. Il apparaît que les seuils d'émissions par polluants fixés par la DREAL³² ont été respectés. À terme, il semblerait pertinent qu'une analyse d'impact sur la qualité de l'air soit menée afin de garantir l'exemplarité de Cordemais.

L'approvisionnement en biomasse

Les déchets de bois au cœur du projet

L'utilisation de biomasse n'est pas toujours pertinente sur le plan environnemental comme en atteste l'exemple de la centrale de Gardanne. Cette dernière consomme effectivement 850 000 tonnes de bois-forêt chaque année, dont 50% sont importés, principalement du Brésil. Le bilan carbone semble, dans ce cas précis, particulièrement douteux, tant sur la question du transport que sur celle de la déforestation.

²⁹ Virage énergie climat Pays de la Loire – « le projet Ecocombust répond-il aux enjeux de la transition écologique et sociale ? », p.2 : https://www.virageenergieclimatpdl.org/sites/default/files/note%20Ecocombust%20-%20Virage%20Energie%20Climat%20Pdl%20V1_0.pdf

³⁰ Installations classées pour la protection de l'environnement : <http://www.pays-de-la-loire.developpement-durable.gouv.fr/qu-est-ce-qu-une-installation-classee-icpe-r1489.html>

³¹ <http://www.loire-atlantique.gouv.fr/Politiques-publiques/Environnement/Installations-classee-ICPE2/Installations-industrielles/Electricite-de-France-a-Cordemais>

³² <http://www.loire-atlantique.gouv.fr/content/download/31917/221843/file/15-05-2018%20APC%20essais%20co-combustion%20-%20sans%20annexe.pdf>

Le projet ECOCOMBUST se fonde sur une toute autre approche puisqu'il propose de collecter localement la biomasse et qu'il repose essentiellement sur l'utilisation de déchets de bois (cf. partie 2.1). En visant en priorité ces déchets et en particulier les bois de classe B, le projet s'inscrit pleinement dans la logique de hiérarchie de traitement des déchets et n'entre pas en conflit, compte tenu des quantités disponibles, avec d'autres usages (réemploi, recyclage) jugés plus vertueux.

Dans cette même logique, le projet exclut notamment de son champ :

- le bois de bocage en raison des possibles conflits d'usage avec les chaufferies bois locales de faibles capacités et des dérives dans la gestion du bocage que pourrait entraîner une demande trop importante ;
- les sciures en raison de la concurrence avec les granulés de bois et les panneautiers.
- les souches en raison des débouchés industriels déjà existants dans les Landes et surtout du rôle important qu'elles jouent dans le maintien des sols et de leur fertilité ;
- Les résidus de culture (paille) en raison de la concurrence d'usage très forte (valorisation agronomique, alimentation animale et litière pour l'élevage) ;
- Les cultures énergétiques dédiées (miscanthus, taillis de saule) afin d'éviter l'utilisation de terres agricoles pour la production énergétique ;
- Les déchets papiers cartons puisqu'ils sont entièrement valorisés sous forme de matière ;
- Les effluents agricoles, les algues, la partie non-ligneuse des déchets verts, les bio-déchets hors bois et les boues de STEP, étant tous jugés comme non-combustibles.

Un important gisement disponible

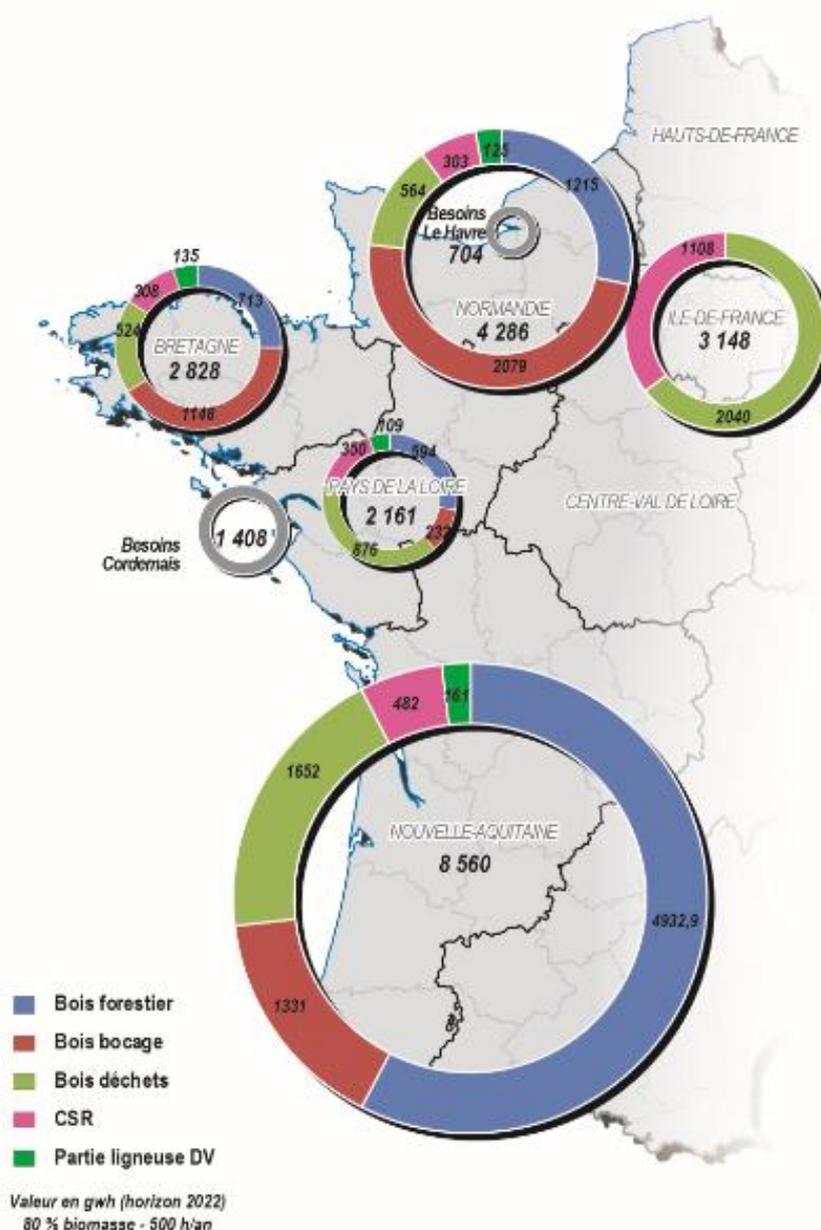
L'approche du projet ECOMCOMBUST est évidemment plus vertueuse que celle mise en œuvre actuellement par la centrale de Gardanne. Elle soulève néanmoins des questions sur le niveau de mobilisation de la biomasse locale. Ainsi, sans exprimer de positionnement sur le projet, Atlanbois³³ indique dans une note de contexte « *la perspective de mise en œuvre du projet ECOCOMBUST peut aussi générer des craintes et des oppositions de la société civile et des élus, avec des doutes sur la capacité de la filière à alimenter cette installation et d'autres chaufferies à cogérations bois de tailles plus modestes* ».

Conscient du caractère central de cette question, EDF a fait réaliser une étude de faisabilité au cabinet Inddigo en lui demandant d'examiner les ressources disponibles pour une valorisation énergétique en Pays de la Loire, en Bretagne, en Nouvelle Aquitaine et en Normandie (la centrale à charbon du Havre étant également concernée par le projet ECOCOMBUST). En interrogeant les acteurs en charge de la collecte des déchets et en excluant l'ensemble des usages actuels ou en projet, le cabinet a conclu que les quantités disponibles étaient supérieures aux besoins de la centrale pour assurer 500 heures de fonctionnement à pleine puissance, tant un scénario avec 80% de biomasse que dans un scénario avec 100%. Il a en revanche démontré que ces dernières seraient insuffisantes pour 2000 heures à pleine puissance (scénario qui n'est pas envisagé par EDF).

³³ Association interprofessionnelle basée en Pays de la Loire dont la mission est de développer toutes les utilisations du bois en construction et en énergie, d'agir pour le renouvellement de la ressource, de communiquer sur les formations et les savoir-faire des entreprises régionales et d'apporter une expertise et des informations pour les particuliers, les maîtres d'ouvrage, les collectivités, les prescripteurs ...

Convertis en GWh, les besoins de la centrale de Cordemais seraient de 1408 GWh pour 500 heures à pleine puissance avec 80% de biomasse et 1760 GWh avec 100% de biomasse. Ces besoins ne peuvent être couverts par les stocks disponibles de partie ligneuse des déchets verts qui s'établissent à 109 GWh en Pays de la Loire, 135 GWh en Bretagne et 161 GWh en Nouvelle-Aquitaine. Les bois déchets (bois de classe A et B) représentent en revanche des stocks disponibles beaucoup plus importants : 876 GWh en Pays de la Loire, 524 GWh en Bretagne et 1652 en Nouvelle-Aquitaine (cf. carte ci-dessous).

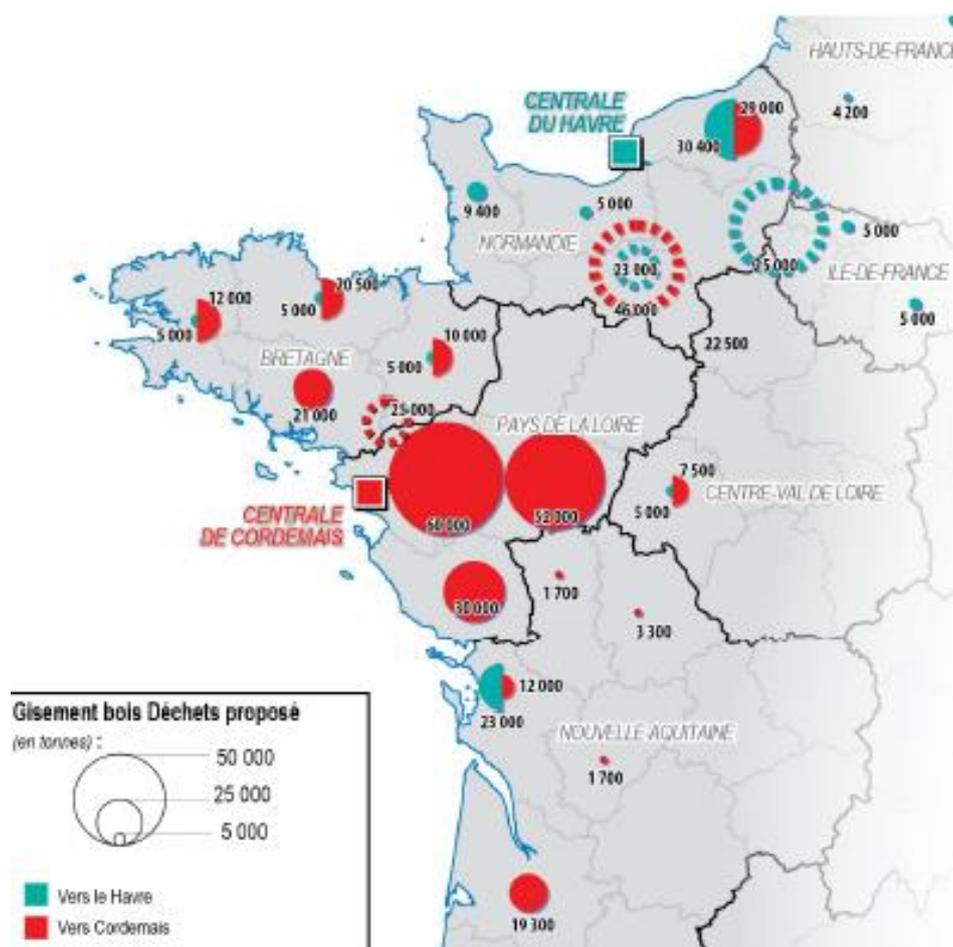
Il peut être ajouté que selon la Fédération Professionnelle des Entreprises du Recyclage (FEDEREC), la France a collecté 6,6 millions de tonnes de déchets de bois dont 1,6 million a été recyclé en panneaux de particules, 1,8 million destiné à la valorisation énergétique, 1 million exporté et 2,2 millions qui n'ont pas trouvé de débouché. La petite portion de CSR qui pourrait être intégrée dans le futur combustible est, elle, largement pourvue puisque les collectivités ne savent pas comment traiter ces déchets.



Gisement bois disponible dans l'Ouest de la France pour une valorisation énergétique comparé aux besoins de centrales thermiques (80% biomasse – 500h/an) – Carte issue de l'étude du gisement de biomasse mobilisable pour le projet Ecocombust – INDDIGO – Février 2018

Selon l'étude d'Inddigo, le mix serait essentiellement composé de bois déchets, complété de déchets ligneux et d'écorces ou d'autres résidus. Avec ce mix et 500 heures de fonctionnement à pleine puissance, le projet ECOCOMBUST ne remettrait pas en cause les autres systèmes de valorisation de la biomasse et laisserait de l'espace pour de nouveaux projets en région et dans le grand ouest. À titre d'exemple, les offres reçues dans le cadre du plan d'approvisionnement dépassent de 44% les objectifs fixés. Le plan régional de prévention et de gestion des déchets³⁴ n'intègre pas dans son scénario modélisé le projet de reconversion de la centrale de Cordemais. Cependant, il précise que « *les premiers retours semblent indiquer que le projet serait cohérent avec les objectifs du plan* » et que « *le plan sera revu sur ce sujet au moment de sa révision* ».

Au-delà de la question de la quantité de la ressource, c'est la question globale du plan d'approvisionnement qui se pose en intégrant notamment les problématiques d'acheminement. C'est ce plan qui doit permettre au projet de ne pas déstructurer la filière locale du bois mais au contraire de la consolider ; il doit assurer l'absence de conflits d'usage et confirmer la pertinence du projet sur le plan des émissions de CO₂. D'après EDF, ce plan est actuellement consolidé à plus de 80% avec une localisation moyenne des stocks de bois déchets à 160 km pour Cordemais (cf. carte ci-dessous). Il est donc important qu'il puisse faire l'objet d'un échange avec la filière et qu'il soit complété par une étude logistique approfondie permettant d'identifier les modes de transport les plus pertinents sur les plans économique et environnemental.



Carte de localisation des gisements de bois déchets proposés - Carte issue de l'étude du gisement de biomasse mobilisable pour le projet Ecocombust (rapport de la phase 2) – INDDIGO – octobre 2018

³⁴ http://www.paysdelaloire.fr/fileadmin/PDL/DCOM/dechets-economiecirculaire/pdf/Synthese_du_PPGD.pdf

Le rendement énergétique de la Centrale

L'association Virage énergie climat pointe le mauvais rendement énergétique des centrales thermiques telles que celle de Cordemais. L'association explique que la centrale – comme toutes les centrales électriques quel que soit leur combustible – génère de l'électricité à partir de vapeur d'eau produite par la combustion du charbon (ou de la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust). Lors de ce processus, seul 1/3 de la chaleur produite environ est converti en électricité. A contrario, les cogénérateurs, qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité, peuvent atteindre un rendement théorique de 90%. Virage climat Énergie conclut donc qu'il est préférable de fermer la centrale et d'utiliser la biomasse localement, soit dans des méthaniseurs, soit dans des centrales de cogénération³⁵.

Cette remarque est intéressante et le CESER soutient l'idée que la valorisation locale de la biomasse doit être développée. L'analyse de Virage Energie Climat se fonde sur l'idée qu'il convient de rompre avec un réseau centralisé basé sur de grandes centrales. Elle fait cependant fi de la fonction principale de Cordemais qui est de soutenir, grâce à son importante puissance installée, le réseau électrique, particulièrement pour répondre aux pics de consommation (cf. partie 1.2). Or, cette fonction ne pourrait être assurée, à court et moyen terme, par des centrales de cogénération réparties sur le territoire.

Il convient par ailleurs de noter que les cogénérateurs sont par nature bien différents des centrales thermiques puisqu'ils sont optimisés pour la production de la chaleur et non pour celle de l'électricité. Dans le cadre de la valorisation déchets, on peut comparer le rendement de la centrale de Cordemais avec celui de d'unités d'incinération d'ordures ménagères (UIOM). À titre d'exemple, l'UIOM du Mans, qui produit de la chaleur et de l'électricité, a un rendement réel comparable à celui de la centrale puisqu'il est de 31%.

Pour autant, il reste pertinent de s'interroger sur la possibilité de convertir la centrale de Cordemais en cogénérateur ou à minima, de la relier à un réseau de chaleur dans la mesure où cela permettrait d'augmenter son rendement. Cet élément est en cours d'analyse par le cabinet Inddigo qui doit étudier les débouchés chaleur aux alentours de la centrale ainsi que la faisabilité technico-économique de la valorisation de cette chaleur. D'après les premiers résultats, il peut être affirmé que techniquement, la centrale est optimisée : la chaleur est récupérable. Une contribution à une boucle de chaleur est donc possible mais il faudrait tenir compte du caractère intermittent de la centrale et des besoins locaux, relativement limités.

La réutilisation des infrastructures existantes

L'analyse écologique globale du projet doit enfin tenir compte des problématiques d'emprise foncière et d'utilisation des infrastructures existantes. Le projet ECOCOMBUST permettrait effectivement de continuer à utiliser les infrastructures de la centrale, sur lesquelles d'importants travaux ont été réalisés ces dernières années, mais également l'ensemble des lignes à haute tension existantes.

A contrario, le projet de fermeture reviendrait à démanteler (et à devoir recycler) des équipements encore pleinement opérationnels. L'éventuelle création de nombreuses unités de production de taille modeste entraînerait un coût environnemental important du fait des travaux à réaliser, de l'emprise foncière et de l'artificialisation des sols pouvant en résulter.

³⁵ Virage Énergie Climat Pays de la Loire – « le projet Ecocombust répond-il aux enjeux de la transition écologique et sociale ? », <https://bit.ly/2A2Zv00>

3. Quels autres projets d'avenir pour le territoire ?

3.1. Quelles alternatives à court terme ?

La transformation de Cordemais en centrale au Gaz

Alors que le Gouvernement a arrêté la date de 2022 pour la fermeture des centrales à charbon, il n'a pas annoncé de date pour les centrales à gaz. L'idée d'une conversion de la centrale de Cordemais en centrale au gaz pourrait donc logiquement être proposée comme alternative à la fermeture, en particulier compte tenu de la proximité de la centrale de Montoir (25 à 30 km). Elle aurait pour avantage de maintenir l'activité sur le site tout en gardant sur le territoire une forte source d'énergie entièrement pilotable et en capacité de répondre aux pics de consommation. Cette option écarterait enfin certains questionnements sur l'impact environnemental du projet ECOCOMBUST, notamment en matière d'approvisionnement en biomasse.

Cependant, cette solution semble peu pertinente pour plusieurs raisons. Sur le plan technique tout d'abord, la conversion de la centrale nécessiterait de très importants travaux. Il faudrait notamment totalement refaire le gazoduc qui relie la centrale de Cordemais puisqu'il n'est pas actuellement dimensionné pour une centrale au gaz (il sert simplement à l'allumage). Ce projet poserait ensuite, et surtout, une question politique. En effet, au-delà des projets actuellement connus et validés, le Président de la République s'est engagé à ne pas construire de nouvelles centrales thermiques utilisant du combustible fossile sur le territoire et donc pas de nouvelle centrale au gaz. Reste à voir si une reconversion de centrale à charbon serait considérée ou non comme une nouvelle centrale. Mais outre l'engagement présidentiel, c'est bien une question de fond qui est posée. Bien que moins émettrices que les centrales à charbon, les centrales au gaz restent fortement émettrices de gaz à effet de serre.

Une reconversion de la centrale de Cordemais au gaz reviendrait donc à engager de très importants travaux pour des résultats médiocres sur le plan de la lutte contre le réchauffement climatique. A contrario, le projet ECOCOMBUST nécessiterait moins d'investissements et serait plus pertinent sur le plan du climat. Il permettrait en outre, contrairement à une centrale au gaz, de diminuer légèrement la dépendance énergétique de la France vis-à-vis des pays producteurs.

Le scénario de Virage Énergie Climat Pays de la Loire

Dans son analyse sur ECOCOMBUST, Virage Énergie Climat propose comme alternative pour le territoire un « scénario décentralisé de transition énergétique »³⁶. Ce scénario repose sur la fermeture de la centrale de Cordemais et la création de multiples réseaux de chaleur locaux alimentés par des chaufferies à cogénération de taille modeste. Ce projet serait couplé à un fort développement des réseaux intelligents dans le cadre du projet SMILE. Virage Énergie Climat défend l'idée que ce projet permettrait une meilleure utilisation de la biomasse

³⁶ Virage énergie climat Pays de la Loire – « le projet Ecocomburst répond-il aux enjeux de la transition écologique et sociale ? », p.16 : https://www.virageenergieclimatpdl.org/sites/default/files/note%20Ecocomburst%20-%20Virage%20Energie%20Climat%20PdL%20V1_0.pdf

(cf. partie sur le rendement énergétique de la centrale au sein du point 2.2). L'association avance enfin que ce scénario permettrait de créer de nombreux emplois sur le territoire.

Comme indiqué plus haut, le développement des réseaux de chaleur et des chaufferies à cogénération est une piste soutenue par le CESER. Compte tenu des études réalisées sur la ressource, elle ne semble pas incompatible avec la mise en œuvre du projet ECOCOMBUST tel qu'il est actuellement développé par EDF, c'est-à-dire avec une limitation du nombre d'heures de fonctionnement de la centrale et une concentration sur du bois de classe B. En effet, les petits cogénérateurs ne sont généralement pas adaptés à l'utilisation du bois B compte tenu des équipements nécessaires pour éviter les pollutions (cf. partie sur la qualité de l'air au sein du point 2.2). Il semble donc essentiel que ces deux ambitions – le projet ECOCOMBUST et le développement de réseaux de chaleur – soient poursuivies en parallèle dans le cadre d'un travail de structuration de la filière.

À court et moyen terme, le scénario de Virage Énergie Climat ne peut en revanche constituer une alternative au projet ECOCOMBUST dans la mesure où il ne répond ni à la problématique de sécurisation du réseau électrique dans l'ouest, ni à celle de maintien de l'activité et des emplois autour de Cordemais.

3.2. CAMELEON, le projet de captage et de valorisation de CO₂

Plusieurs projets sont imaginés, non pas comme des alternatives mais comme des compléments au projet ECOCOMBUST. C'est le cas du projet de réseau de chaleur étudié par Inddigo (cf. partie sur le rendement énergétique dans le 2.2). C'est également le cas de CAMELEON, un projet de captage et de valorisation de CO₂ porté par les salariés de la centrale de Cordemais. Le nom du projet est un acronyme des mots suivants : CO₂, Algues, Méthanisation, Energie Locale, Electricité Origine Naturelle³⁷.

La première étape du projet serait le captage d'une partie du CO₂ sortant de la centrale. Ce CO₂ capté pourrait être commercialisé après purification directement sur le marché agro-industriel du grand ouest existant et qui importe actuellement annuellement 50 000 tonnes via un terminal de déchargement CO₂ situé à Montoir de Bretagne. L'autre partie du CO₂ capté serait valorisé grâce à des micro-algues : c'est ce qu'on appelle la biofixation. La seconde étape serait la méthanisation des micro-algues de manière à produire d'une part du biogaz, pouvant être utilisé dans les transports (bio-GNL) ou comme moyen de chauffage.

Le digestat, c'est-à-dire le produit résidu de la méthanisation composé de matière organique non-biodégradable (lignine), de matières minérales (azote phosphore) et d'eau, pourrait enfin être commercialisé pour des produits phytosanitaires et des engrais biologiques, être utilisé comme CSR dans le cadre du projet ECOCOMBUST ou être valorisé comme nutriments dans le cycle de production des micro-algues.

En développant parallèlement les projets ECOCOMBUST et CAMELEON, la centrale de Cordemais pourrait être la première unité de production d'électricité verte et de gaz naturel renouvelable. Elle réduirait par ailleurs encore ses émissions de CO₂. Le projet CAMELEON n'a donc de sens qu'en complémentarité du projet de conversion biomasse de la centrale. Il demande des études complémentaires mais constitue une piste intéressante pour rendre ECOCOMBUST plus respectueux de l'environnement et pour créer une filière novatrice sur le territoire.

³⁷ Vidéo explicative : <https://youtu.be/bV6RBeSHjws>

3.3. Les autres projets à plus long terme

D'autres projets ont été imaginés pour donner un avenir au site de Cordemais tels que l'installation d'électrolyseurs pouvant produire de l'hydrogène en grande quantité et stocker ainsi l'énergie produite par les futurs parcs éoliens en mer. L'installation de panneaux photovoltaïques ou d'éoliennes à proximité de l'actuelle centrale fait également partie des réflexions sur son avenir.

Ces projets présentent des perspectives intéressantes pour la région, particulièrement celui sur l'hydrogène. L'intermittence de l'éolien et du solaire rendront effectivement nécessaire à terme le développement de moyens de stockage performants. Or, les batteries coûtent cher et se vident et les STEP³⁸ posent un problème de capacité. L'hydrogène serait donc le moyen optimal d'assurer le stockage de moyen terme de l'électricité, notamment dans le secteur du transport. La mise en place de capacités de stockage de l'électricité à Cordemais serait donc particulièrement pertinente dans le cadre de la mise en route des futurs parcs éoliens en mer. Elles permettraient de stocker l'énergie lorsque les parcs éoliens tourneront et qu'il n'y aura pas de besoin et a contrario prendre le relais pour répondre aux pics de consommation, particulièrement en l'absence de vent.

Cependant, ces projets s'inscrivent dans le plus long terme et ne peuvent prendre le relai en cas de fermeture de la centrale en 2022. Ils dessinent des perspectives d'avenir pour le site uniquement dans l'hypothèse où ce dernier ne serait pas fermé entre-temps. Il est donc essentiel de trouver une réponse opérationnelle en 2022 pour donner une chance à ces projets par la suite.

³⁸ Stations de transfert d'énergie par pompage - <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite-stations-de-transfert-d-energie-par-pompage-step>

4. Positionnement du CESER

La décision d'arrêter l'exploitation du charbon dans la production électrique en France répond à la nécessité de prendre des engagements forts dans la lutte contre le changement climatique. Elle représente un acte politique majeur alors que près de 45% des émissions mondiales de CO₂ liées à la combustion d'énergie sont dues au charbon.

Cependant, sur le strict plan des émissions françaises de CO₂, cette décision aura des effets non négligeables mais limités puisque les centrales au charbon représentent 1,5% des émissions et celle de Cordemais, 0,6%. Ces effets seraient encore plus réduits si les fermetures contraignaient à importer davantage d'électricité depuis nos pays voisins où elle est plus carbonée qu'en France.

Sur le plan de l'approvisionnement électrique, une telle fermeture est théoriquement possible, selon RTE, dès 2022. Cependant, les conditions énoncées pour procéder à cette fermeture sans risques sont loin d'être réunies et il serait donc aventureux d'acter aujourd'hui la fermeture totale sans garanties sur l'opérationnalité des centrales (nucléaires et au gaz) devant prendre le relais.

Enfin, c'est sur le plan de l'emploi et de l'activité locale qu'une fermeture totale de la centrale poserait le plus de problèmes. Avec plus de 1500 emplois induits³⁹ et d'importantes retombées économiques et fiscales sur le territoire, la Centrale de Cordemais occupe une place majeure dans le paysage local. Sa disparition aurait de graves conséquences économiques, sociales et humaines sur le territoire.

Pour le CESER, une fermeture de la Centrale de Cordemais aurait donc des impacts très négatifs sans représenter une très grande plus-value sur le plan des émissions de CO₂.

Pour autant, il ne s'agit pas ici pour le CESER de contester le bien-fondé de la sortie du charbon mais bien de trouver une alternative pérennisant l'activité sur le territoire et ne remettant pas en cause les engagements de la France sur le climat. Le projet ECOCOMBUST de conversion de la centrale à la biomasse est l'alternative la plus réaliste et la plus avancée.

Sur le plan de l'activité, ECOCOMBUST permet de garder la majorité des emplois directs malgré la réduction du temps de fonctionnement de la centrale en production d'électricité. La centrale continuerait de générer un nombre très importants d'emplois induits, notamment en lien avec l'approvisionnement de la biomasse et les retombées économiques et fiscales.

Sur le plan de l'approvisionnement électrique, le projet permet de conserver sur le territoire une unité de production de grande capacité capable de répondre aux pics de consommation et d'éviter ainsi les risques de coupure. Plus globalement, il garantit pour le territoire le maintien d'une unité de production d'électricité de grosse capacité à la fois décarbonée et pilotable.

Sur le plan du climat, ECOCOMBUST prévoit dès 2022 une diminution par 25 des émissions de CO₂ de la centrale. Il nécessite de conserver une petite part de charbon les 2-3 premières années mais vise rapidement la neutralité carbone (hors acheminement).

Par ailleurs, le projet évite l'abandon d'infrastructures pleinement opérationnelles et pour lesquelles 350 millions d'euros de travaux ont été réalisés ces dernières années. Il permet de préserver les compétences des salariés et des industriels et offre ainsi l'opportunité, dans un

³⁹ Données les plus récentes, établies par le cabinet Utopies pour l'année 2016. Le nombre actuel est inférieur (autour de 1200 selon EDF) compte tenu de la fermeture des tranches fioul

futur plus ou moins proche, d'y installer d'autres équipements tels que des unités de stockage d'électricité et de production d'hydrogène (le CESER estime que ce point devra être spécifiquement étudié). Il propose enfin un modèle exportable dans les autres pays qui devront trouver une alternative au charbon. Au-delà du territoire, la conversion des centrales à charbon répond à un enjeu mondial qui doit être porté par la France, pays hôte de la COP 21.

ECOCOMBUST constitue donc une alternative susceptible de répondre à la fois aux enjeux de maintien de l'activité sur le territoire, d'approvisionnement électrique de l'ouest et de lutte contre le réchauffement climatique.

Ce projet soulève néanmoins des interrogations, tant sur son modèle économique que sur son impact environnemental.

Sur le modèle économique, le coût de production attendu, basé sur le fait que la matière première est un déchet, positionne la centrale dans la fourchette des installations générant de l'électricité à partir de biomasse. En outre, le modèle d'une centrale ne produisant qu'aux périodes où l'énergie est la plus chère peut permettre d'assurer l'équilibre économique du projet. Il semblerait néanmoins cohérent qu'un tarif de rachat puisse être proposé à EDF compte tenu du caractère innovant du projet et de son rôle pour le réseau électrique dans l'ouest.

Sur le plan environnemental, le projet apporte d'importantes garanties sur l'utilisation de la ressource en limitant le nombre d'heures de fonctionnement de la centrale en production électrique et en s'orientant essentiellement vers les déchets de bois, aujourd'hui largement sous-utilisés en France. Il écarte ainsi le risque de déforestation et ne confisque pas la ressource pour les autres usages. Le plan d'approvisionnement élaboré par le cabinet Inddigo montre qu'il n'y a pas de risque important de conflits d'usage, y compris pour de la valorisation énergétique. Le CESER souhaite que ces orientations soient confirmées officiellement par EDF, notamment sur la quantité de ressource mobilisée. Il est favorable à l'exclusion totale du bois-forêt et au ciblage des déchets bois sur le bois de classe B.

Pour le CESER, le modèle économique est donc crédible et le projet permet d'éviter un accaparement de la ressource. D'autres points nécessitent en revanche des améliorations et études complémentaires, en particulier l'acheminement de la ressource. Sur ce point, EDF n'a pas mené à ce stade d'étude logistique intégrant tous les moyens de transports. Il s'agit pour le CESER d'un point essentiel pour éviter une dégradation importante du bilan carbone du projet et une surcharge des routes menant à la centrale.

Afin de conforter la pertinence du projet – qui est encore en cours d'élaboration – et de réaliser les adaptations en conséquence, le CESER préconise donc :

Pour EDF et la Région des Pays de la Loire :

- **L'élaboration du plan d'approvisionnement en lien avec la filière** de manière à assurer la pérennité du gisement, le suivi des stocks et l'émergence d'autres projets de valorisation de la biomasse (y compris les projets de cogénération) ;
- **L'élaboration d'une étude logistique pour identifier les meilleurs moyens d'acheminer la ressource du point de vue écologique et économique.** Le CESER préconise de limiter l'impact sur l'environnement, d'abord en favorisant les alternatives au tout-routier, via le ferroviaire et le fluvial, ensuite en développant les motorisations alternatives (ex : camions au bioGNV) ;
- **Le financement d'une étude spécifique sur l'empreinte carbone globale du projet**, prenant notamment en compte l'acheminement de la matière première ;

- **L'approfondissement des études sur les projets contribuant à l'amélioration du bilan environnemental de la centrale** : le développement d'un réseau de chaleur et le projet CAMELEON portant sur le stockage et la valorisation du CO₂.

Pour l'État :

- **L'examen approfondi de la possibilité et des avantages liés à la conversion de la centrale à la biomasse.** Conformément à ce qu'il avait décidé dans le plan climat de 2017, l'État doit intégrer cette piste à son objectif de sortie du charbon. Il doit dans cette optique accorder des marges de manœuvres aux centrales pour mener à bien cette conversion, y compris en leur laissant utiliser, de manière stricte et encadrée, une petite part de charbon au-delà de 2022.
- **L'accompagnement du projet ECOCOMBUST**, dans le cadre du contrat de transition écologique et solidaire, afin d'assurer sa réussite sur les plans économique, social et environnemental, en particulier sur le plan de l'emploi

Pour le CESER, la transition énergétique est une nécessité, qui peut être une source de développement économique et social, à condition de prendre en compte les populations et les territoires concernés. Dans le cas de la centrale de Cordemais, le projet de conversion à la biomasse offre une belle opportunité de combiner l'impératif climatique avec les attentes sociales au lieu de les opposer, comme cela est parfois fait.