

Plateforme biomasse  
Dalkia de Velaine-en-Haye,  
dédiée à la préparation  
et au stockage de biomasse  
(Meurthe-et-Moselle –  
Grand-Est).



Stephane Harter / Agence VU

**L**a programmation pluriannuelle de l'énergie à 2023 propose des objectifs ambitieux à la filière électrique biomasse solide qui pourraient relancer sa dynamique. Le premier volet de la procédure d'appel d'offres triennal CRE5 a privilégié les industriels du papier et du bois valorisant leurs sous-produits et disposant déjà d'une chaudière bois. Le dispositif s'est montré, en revanche, moins favorable aux projets sur réseaux de chaleur. Les deux prochains volets du CRE 5 devraient maintenir cette tendance.

# CHIFFRES CLÉS

*Puissance installée à fin septembre 2017*

**589,5 MW**

*Production électrique en 2016*

**2 488 GWh**

*Objectif à fin 2018*

**540 MW**

*Objectif à fin 2023 (option basse)*

**790 MW**

*Objectif à fin 2023 (option haute)*

**1 040 MW**

*Emplois dans la filière en 2016  
(toutes valorisations énergétiques)*

**6 160**

*Chiffre d'affaires dans la filière en 2016  
(toutes valorisations énergétiques)*

**1 598**

millions d'euros

46

## FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE

**Observ'ER**

Le Baromètre 2017  
des énergies renouvelables  
électriques en France

## LA POLITIQUE D'APPEL D'OFFRES PRÉDOMINE

En France, comme dans de nombreux autres pays européens, le bois énergie est la première des énergies renouvelables, avec 41 % de la consommation finale brute d'EnR en 2016 (source SDES). L'essentiel de la biomasse est utilisé pour des usages thermiques par les particuliers, les collectivités et les industriels. Toutefois, il existe 43 sites produisant de l'électricité à partir de combustibles biomasses solides pour une puissance une puissance de 589,5 MWe à fin 2017. De plus, quatre sites sont en construction, pour une capacité totale de 43,5 MWe. Sur les 47 centrales actuelles en fonctionnement ou en construction, 35 sont des lauréates d'un des quatre appels d'offres et dix sites relèvent du tarif d'obligation d'achat mis en place en 2002, réévalué en 2009 puis en 2011, et abrogé en 2016 (voir tableau n° 1). Les taux de réalisation des

appels d'offres CRE 1 et CRE 2 – c'est-à-dire le nombre de sites construits par rapport au nombre de projets initialement retenus – se limitent à seulement 36 % et 23 %.

Ces deux appels d'offres ont surtout intéressé les sites de production de pâte à papier, qui valorisent traditionnellement les déchets de process de production en énergie, et des industriels agroalimentaires. L'appel d'offres CRE 3, lancé en 2009, avait présenté un taux de réalisation plus élevé puisque deux projets sur trois avaient vu le jour. Contrairement aux CRE 1 et 2, tournés exclusivement vers l'industrie, neuf des vingt cogénérations réalisées via le CRE 3 ont cherché à valoriser la partie énergie thermique à travers des réseaux de chaleur urbains. Six cogénérations au bois avaient été installées par Dalkia sur des réseaux de chaleur dans les agglomé-

## Tableau n° 1

### Répartition des centrales biomasse par type de soutien, appels d'offres et tarif d'obligation d'achat

Source : Observ'ER 2017

| Appels d'offres   | Résultats    | Puissance minimale des dossiers | Nombre de projets retenus/déposés | Puissance retenue (MW) | Nombre de centrales en exploitation ou en construction | Puissance totale sites en exploitation ou en construction (MW) |
|---|--------------|---------------------------------|-----------------------------------|------------------------|--|--|
| CRE 1 (2003)  | Janvier 2005 | 12 MW                           | 14 / 23                           | 216                    | 5/14   | 77   |
| CRE 2 (2006)  | Juin 2008    | 5 MW                            | 22 / 56                           | 314                    | 5/22   | 115,5  |
| CRE 3 (2009)  | Janvier 2010 | 3 MW                            | 32 / 106                          | 250                    | 20/32  | 133,5  |
| CRE 4 (2010)  | Octobre 2011 | 12 MW                           | 15 / 16                           | 420                    | 5/15   | 228  |
| Régime de l'obligation d'achat  |              |                                 |                                   |                        | 10   | 78   |
| Contrat de vente directe de l'électricité à Enercoop                              |              |                                 |                                   |                        | 1  | 0,5  |
| Autoconsommation  |              |                                 |                                   |                        | 1  | 0,5  |
| Nombre total de sites de cogénération biomasse en exploitation ou en construction |              |                                 |                                   |                        | 47 dont 4 en construction                              | 633 dont 43,5 MW en construction                               |

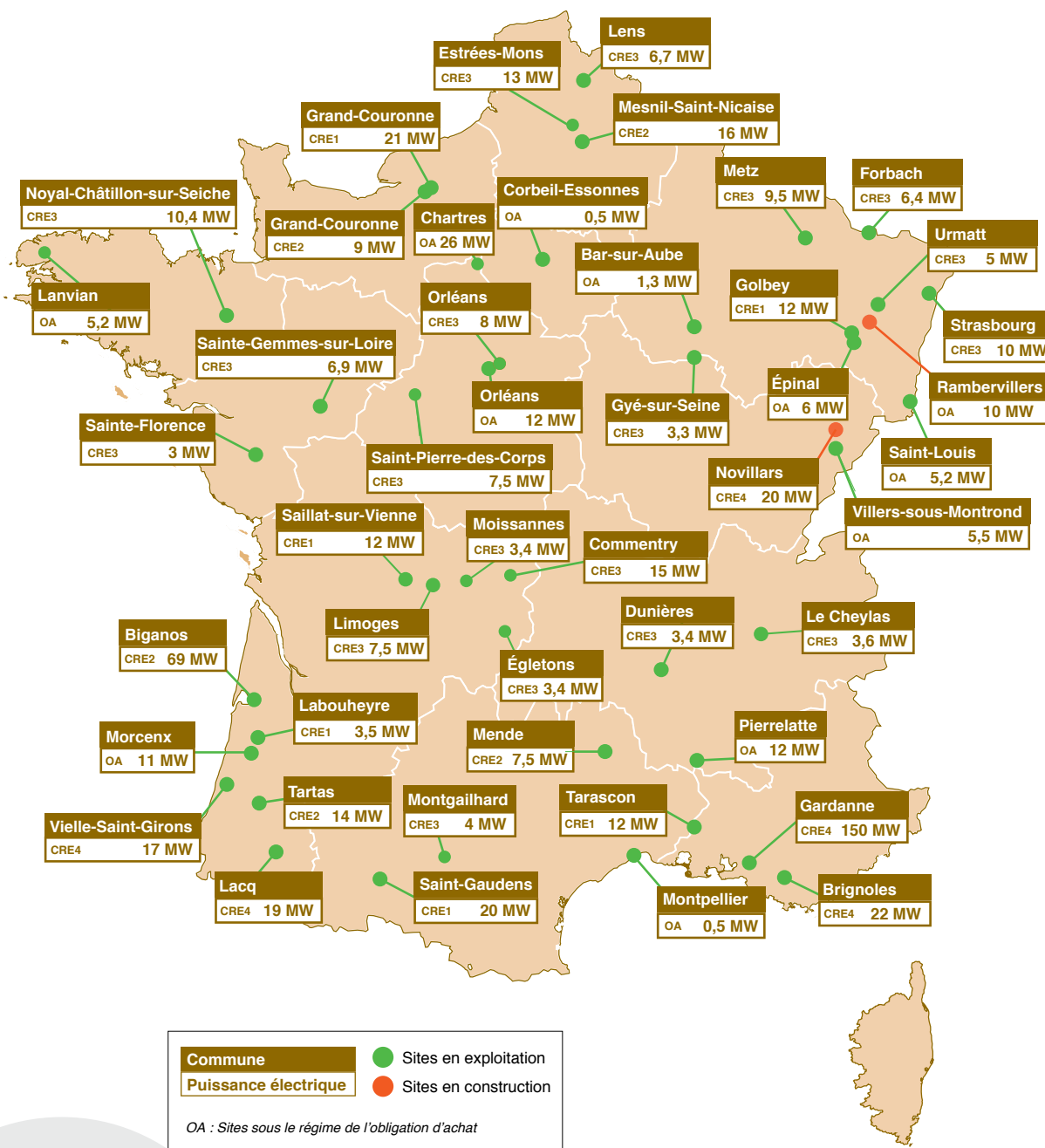
### Observ'ER

Le Baromètre 2017  
des énergies renouvelables  
électriques en France

## Carte n° 1

### Cartographie des sites de production d'électricité à partir de biomasse solide à fin 2017

Source : Observ'ER 2017



rations d'Angers, de Rennes et de Tours ainsi qu'à Lens, Limoges et Orléans (7,5 ou 10 MWe). En 2017, l'énergéticien a mis en route la cogénération du réseau de chaleur de Strasbourg (10 MWe). De son côté, Cofely a équipé le réseau de chaleur de Forbach (Moselle). Non loin de là, à Metz, la régie d'énergie de la ville (UEM) a doté le réseau d'une cogénération de 9,5 MWe. L'appel d'offres CRE 3 a aussi permis la construction de cogénérations bois d'assez grande taille dans le secteur industriel : chez Bonduelle à Estrées-Mons (Somme) et Adisseo à Comentry (Allier). Grâce à un seuil d'éligibilité ramené à 3 MWe, l'appel d'offres CRE 3 a aussi permis d'implanter de multiples cogénérations biomasse chez des fabricants de granulés de bois.

## **PRESSIONS POLITIQUES AUTOUR DU SITE DE GARDANNE**

La particularité de l'appel d'offres CRE 4 d'octobre 2011 a été d'accorder une dérogation aux projets de centrales électriques à biomasse implantés en Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Bretagne. Deux régions déficitaires en électricité et fragiles en périodes de pics de demande. Ces projets avaient la possibilité de déroger à la règle d'un minimum de 60 % d'efficacité énergétique (part d'énergie primaire valorisée en électricité et chaleur) à condition de pouvoir justifier que « *le projet contribue à améliorer la sécurité d'alimentation en électricité de la région* ». Sur les cinq projets en exploitation ou en construction, deux entrent dans ce cadre.

Le projet le plus important en taille concerne la centrale électrique à charbon d'Uniper (ex-E.ON) à Gardanne, dans les Bouches-du-Rhône, dont la tranche 4 a été convertie à la biomasse grâce à un investissement de 250 millions d'euros. L'instal-

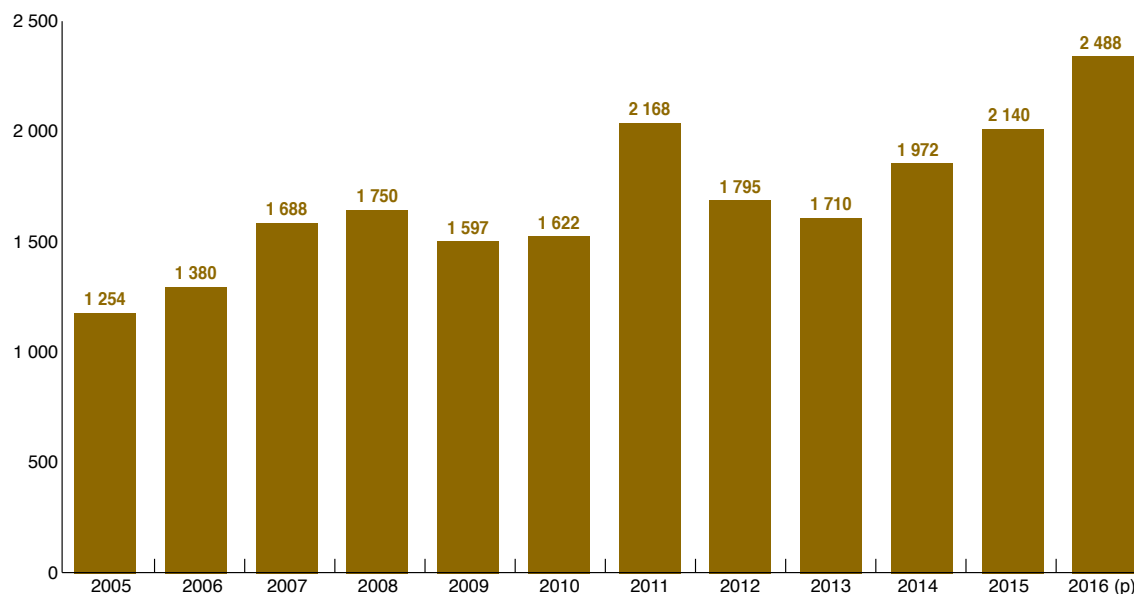
lation de 150 MWe devrait représenter 6 % de la production d'électricité de la région et couvrir 3 % de sa consommation. Après des tests réalisés en 2016, la production industrielle avait commencé à monter en puissance, jusqu'à ce qu'Uniper se voit annuler son autorisation d'exploiter par le tribunal administratif de Marseille. En cause, des plaintes déposées par les Parcs naturels régionaux (PNR) du Verdon et du Lubéron et par France Nature Environnement Paca dénonçant une étude d'impact insuffisante qui n'analysait pas « *les effets négatifs indirects et permanents du projet sur les espaces forestiers de la zone d'approvisionnement* » de la centrale, située dans un rayon de 400 km.

Il est vrai que le site nécessite un approvisionnement colossal, à la hauteur de la puissance qu'il développe : les volumes de bois s'élèvent à 850 000 t/an. Selon l'énergéticien allemand, une moitié provient de la région Sud-Est mais se compose de bois de recyclage (palettes) et de déchets verts. L'autre moitié comprend de la biomasse forestière importée, conformément au plan d'approvisionnement validé par l'État. L'essentiel de ces importations provient du Brésil et d'Espagne. Cependant, arrêter une telle centrale n'est pas chose facile. Ainsi, le préfet des Bouches-du-Rhône a autorisé en juin 2017 une poursuite de l'exploitation à titre provisoire, justifiant sa décision par le caractère indispensable du site pour l'approvisionnement en électricité de la région. L'affaire n'est pas terminée car le ministre de la Transition écologique et solidaire, Nicolas Hulot, a ensuite fait appel le 7 juillet 2017 de la décision du tribunal administratif. Quant aux PNR

## Graphique n° 1

### Évolution de la production d'électricité biomasse solide en France depuis 2005 (en GWh)

Source : SDES 2005 - 2014, Eurostat 2015, AIE 2016



(p) : prévisionnel

du Verdon et du Luberon, ils ont dû retirer leur plainte et signer un accord avec Uniper le 29 septembre 2017, suite aux menaces de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur de stopper leurs subventions, selon le journal en ligne *Reporterre*.

La seconde centrale retenue en CRE 4 se situe également en Provence-Alpes-Côte d'Azur. Localisée à Brignoles (22 MWe), dans le Var, elle a été construite par le spécialiste du traitement des déchets Inova (filiale d'Altawest et de la Caisse des Dépôts). L'appel d'offres CRE 4 a aussi séduit des industriels de la chimie : l'usine DRT à Vielle-Saint-Girons (Landes, 17 MWe) et Sobegi à Lacq (Pyrénées-Atlantiques, 19 MWe). Enfin, le projet de 20 MWe du développeur Akuo pour le papetier GemDoubs à Novillars (Doubs) est actuellement en construction pour une mise en service en 2018. Les dix

autres projets retenus ont été abandonnés. Le taux de réalisation de cet appel d'offres sera au mieux d'un sur trois.

### DERNIÈRES CENTRALES SOUS OBLIGATION D'ACHAT

En complément des procédures d'appel d'offres, il existait un tarif d'obligation d'achat appliqué à guichet ouvert aux projets ne répondant pas aux cahiers des charges des appels d'offres. Plusieurs arrêtés tarifaires successifs ont encadré ce dispositif, le dernier datant du 27 janvier 2011 (voir tableau n° 2), avant que la mesure ne soit abrogée en mai 2016 pour des raisons de mise en conformité d'aides de l'État au regard des exigences de l'Union européenne. Fin 2017, sept installations

## **La centrale EDF de Cordemais teste le charbon vert**

**La centrale EDF de Cordemais<sup>1</sup> (Loire-Atlantique) aurait dû fermer en 2018 car ses émissions de CO<sub>2</sub> ne répondaient plus aux normes françaises en vigueur. Pour éviter cette issue, ses dirigeants misent sur une évolution du combustible utilisé : un mélange de biomasse et de charbon. Des tests ont été réalisés en 2015 et 2016 avec des granulés de bois torréfiés achetés à un fournisseur norvégien. Le coût de ce combustible s'étant révélé incompatible avec la vente d'électricité non subventionnée, EDF a étudié, avec un laboratoire de l'université de Nancy, la possibilité de le produire directement sur le site à partir de déchets verts collectés par les collectivités et traités pour augmenter leur pouvoir calorifique (craquage à la vapeur). Seul hic : la quantité de déchets verts nécessaire pour alimenter à 50 % une tranche de 600 MW pourrait atteindre 2,5 millions de tonnes/an. Un volume gigantesque qui est équivalent aux gisements des régions Bretagne, Pays de la Loire et Nouvelle-Aquitaine réunis. De plus, malgré son soutien à la centrale de Gardanne partiellement convertie à la biomasse, le ministre de la Transition écologique et solidaire, Nicolas Hulot, s'est dit défavorable à la conversion de Cordemais au regard des volumes de bois concernés. Selon lui, la biomasse doit être réservée à de petites unités valorisant la chaleur en plus de l'électricité. Un dossier à suivre.**

**1.** La centrale de Cordemais comporte deux tranches de 600 MW au charbon et une de 700 MW au fioul.

bénéficiaient du tarif d'obligation d'achat. Il s'agit de quatre réseaux de chaleur : Épinal (Vosges), Orléans (Loiret), Pierrelatte (Drôme) et Saint-Louis (Haut-Rhin). L'unité de gazéification de biomasse CHO Power de Morcenx (11 MWe, Landes) est terminée depuis longtemps, mais l'industriel Europlasma n'est parvenu à rendre l'installation opérationnelle qu'à l'été 2017. Sa particularité est de produire du gaz de synthèse à partir de bois traités chimiquement et d'utiliser la technologie de la torche à plasma pour « cracker » les goudrons produits lors de la réaction. Maintenant que le procédé est calé, Europlasma s'apprête à le dupliquer sur différents territoires : à Thouars (Deux-Sèvres, construction en 2018, mise en route en 2019), Locminé (Morbihan, construction en 2019, mise en route en 2020) et Montauban-de-Bretagne (Ille-et-Vilaine). Par ailleurs,

à Lanvian, dans le Finistère, Soten, spécialiste des centrales à la biomasse, a mis en route au printemps 2017 une cogénération de 5,2 MWe qui brûle des substrats agricoles et alimente des serres. Quant au fabricant de panneaux Egger, il a investi dans une nouvelle chaudière biomasse de 55 MW pour son usine de Rambervillers (Vosges) et dans une turbine de 10 MWe. La mise en service est prévue mi-2018.

Il est à noter que deux derniers projets sont en cours d'achèvement dans le cadre du tarif d'obligation d'achat abrogé en 2016. Leur particularité sera de brûler des déchets : bois traités chimiquement (bois B), voire des CSR<sup>1</sup>. Tout d'abord, le groupe de BTP Bonnefoy a lancé la construc-

**1.** Combustible solide de récupération.

tion d'une unité de gazéification et cogénération de 5 MWe à Mérey-sous-Montrond, dans le Doubs, qui devrait entrer en fonctionnement en septembre 2018. La source d'énergie sera composée de 60 % de bois B issus des déchets du BTP et DIB (déchets industriels banals), de 25 % de déchets de bois issus de la forêt, et de 15 % de CSR. Le second projet est celui de Chartres Métropole Energies, qui se dote d'une cogénération biomasse. L'installation de 8 MWe consommera 64 000 t/an de bois : 75 % de bois B et 25 % de plaquettes forestières. Elle est également attendue pour le courant de l'année 2018.

## **UN CRE 5 FAVORABLE AUX INDUSTRIELS CONSOMMATEURS DE BOIS**

Comme pour l'ensemble des filières renouvelables électriques, le dispositif de soutien de référence pour la production électrique est désormais le complément de rémunération. Pour la filière biomasse solide, le dispositif est associé par un appel d'offres triennal organisé par la CRE (pour les années 2016, 2017 et 2018). Pour chaque période, la puissance cumulée appelée est de 50 MW, dont 10 MW sont réservés aux projets de 0,3 à 3 MW. S'ajoutent à cela 10 MW par période pour les projets de méthanisation.

La première tranche s'est clôturée en août 2016. 41 dossiers de cogénération biomasse ont été déposés, totalisant 156 MW. 12 projets ont été retenus, pour une puissance cumulée de 62 MW. Le tarif moyen de vente d'électricité proposé par les lauréats a été de 122 €/MWh (après pondération par la puissance des installations). Ce tarif est très faible en comparaison du prix moyen qui était sorti de l'appel CRE 4 (supérieur

à 160 €/MWh). Cela s'explique essentiellement par le profil des candidats retenus : pour CRE 5, il s'agit surtout d'industriels du papier ou du bois ayant déjà une chaudière biomasse à laquelle ils adossent une turbine. L'investissement dans la partie chaudière n'est donc pas nécessaire alors que, pour CRE 4, l'ensemble de la cogénération devait être financé. De plus, ces industriels du papier et du bois disposent d'un combustible peu onéreux : les déchets du process. Parmi les lauréats, on peut présenter celui de Fibre Excellence à Saint-Gaudens (Haute-Garonne), qui va remplacer une turbine existante par un nouvel équipement de 25 MW. Autre dossier, celui de Gascogne Papier, à Mimizan (Landes), où l'industriel vient d'installer une chaudière biomasse vapeur de 59 MW thermiques à la place d'une chaudière fioul. La future turbine électrique de 19,38 MW retenue dans le CRE 5 renouvelera une turbine existante. Seul réseau de chaleur retenu dans cet appel d'offres, celui de Grenoble-Alpes Métropole. Une centrale de 8,3 MWe va être construite alimentant le réseau urbain. Ce réseau est le deuxième de France de par sa longueur (170 km). 46 000 équivalents-logements sont desservis (voir 3 questions à).

Les neuf dossiers retenus dans la catégorie « moins de 3 MW » concernent des entreprises de transformation ou de négoce de bois. Trois sont présentés par un même candidat, Carbonex, fabricant de charbon de bois déjà équipé d'une turbine de 3,3 MW, à Gyé-sur-Seine (Aube), financée dans le cadre du CRE 3. L'industriel va investir 60 millions d'euros dans ses centrales car il mise son développement sur le couplage entre carbonisation et production d'électricité verte à partir du gaz de synthèse.

## Tableau n° 2

### Tarifs d'achat de l'électricité issue de la biomasse

Source : DGEC

|  |   |   |
|--|---|---|
| Arrêté du 27 janvier 2011<br>abrogé le 30 mai 2017 | Installations de 5 à 12 MWe<br>de puissance     | 4,34 c€/kWh<br>+ prime de 7,71 à 10,62 c€/kWh<br>selon efficacité énergétique   |
| Arrêté du 28 décembre 2009                         | Installations de 5 à 12 MWe<br>de puissance     | 4,5 c€/kWh<br>+ prime de 8 c€/kWh selon<br>la biomasse consommée<br>+ prime de 0 à 5 c€/kWh selon<br>efficacité énergétique |
| Arrêté du 16 avril 2002                            | Installations de moins de 5 MWe<br>de puissance | 4,9 c€/kWh<br>+ prime de 0 à 1,2 c€/kWh<br>selon efficacité énergétique   |

Une turbine complémentaire de 1,4 MW fonctionnera à Gyé-sur-Seine, à partir de 2019. Deux autres turbines devraient être installées dans une nouvelle unité de production de Carbonex à Lacanau (Gironde, 1,4 MW) et dans une future usine de pellets torréfiés à Bugeat-Viam (Corrèze, 1,7 MW). Ce dernier investissement se ferait en partenariat avec Somival, société d'ingénierie et de conseils basée à Limoges. Les autres dossiers concernent des industriels du bois valorisant leurs chutes en électricité via un ORC (cycle organique de Rankine), une technologie qui évite un investissement lourd dans une chaudière vapeur.

L'appel d'offres CRE 5 est en revanche défavorable aux réseaux de chaleur car l'efficacité énergétique de la cogénération doit être au minimum de 75 %, alors que dans les appels d'offres CRE 3 et 4, ce seuil n'était respectivement que de 50 et 60 %. Un niveau de 75 % exclut les réseaux de chaleur qui ne peuvent pas valoriser l'énergie thermique l'été, au contraire des sites industriels qui ont un débouché chaleur constant sur l'année. Une évolution du cahier des charges serait nécessaire pour changer la donne.

### GAZÉIFICATION DE BOIS B ET DE DÉCHETS

La gazéification permet de produire un gaz de synthèse (composé surtout de monoxyde de carbone et d'hydrogène) à partir de biomasse solide et sèche. Le gaz obtenu est ensuite valorisé sous forme de chaleur et d'électricité avec un haut rendement de conversion. Cette technologie fait l'objet de recherches depuis de nombreuses années et son procédé reste à améliorer. Elle commence doucement à passer en France au stade industriel avec en ligne de mire la valorisation énergétique des déchets et des bois traités chimiquement (bois B). Dès 2006, le producteur d'énergies renouvelables Eneria REN avait mis en place un démonstrateur de 1 MWe à Moissannes (Haute-Vienne). Son projet était alors de dupliquer ce modèle dans 6 centrales biomasse retenues lors de l'appel d'offres CRE 1. Cependant, les difficultés techniques rencontrées n'ont pas permis de concrétiser ces projets. Eneria a par ailleurs équipé la centrale CHO Power d'Europlasma à Morcenx (Landes, 12 MWe), qui traite des



# BIOMASSE SOLIDE

déchets et bois B. Mise en route en février 2014, l'usine ne fonctionne réellement que depuis l'été 2017. Trois projets sont prévus sur le même modèle dans les Deux-Sèvres et en Bretagne.

La startup Cogebio est également engagée dans la gazéification. Elle dispose d'un démonstrateur près de Lyon et une première installation fonctionne depuis 2015 chez Guyenne Papier (Dordogne, 2 MW). Une deuxième unité a été mise en service, fin 2016, chez le fabricant de produits d'étanchéité Soprema (Bas-Rhin, 3 MW) pour des usages thermiques uniquement. Des tests de combustion avec du bois B sont prévus. Autre exemple, le fabricant de chaudières Leroux & Lotz a inauguré fin 2017, sur son site de Nantes, une plateforme d'expérimentation de gazéification sur lit fluidisé. L'industriel commencera en 2018 la construction d'une centrale de 5 MWe dans le Doubs, chez l'industriel Bonnefoy, spécialisé dans le déchet. Des start-up se lancent par ailleurs dans la livraison clé en main de modules de cogénération après gazéification de la

## Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ [www.cibe.fr](http://www.cibe.fr)
- ✓ [www.cogenerationbiomasserhonealpes.org](http://www.cogenerationbiomasserhonealpes.org)
- ✓ La rubrique "cogénération" de la revue *Énergie plus* ([www.energie-plus.com](http://www.energie-plus.com))
- ✓ La rubrique "cogénération" du club ATEE [www.atee.fr](http://www.atee.fr)
- ✓ France Biomasse Énergie, commission biomasse du Syndicat des énergies renouvelables : [www.enr.fr](http://www.enr.fr)

biomasse. C'est le cas de Naoden, qui a installé un premier équipement de 27 kWe, fin 2016, chez un producteur et transformateur de fruits biologiques, au sud de Nantes. La société Mini Green Power dispose de deux démonstrateurs de 50 kWe dans le Var et vient d'installer une unité de 200 kWe en Sicile. Enfin, la plateforme de recherche Gaya, développée par Engie, a été inaugurée en octobre 2017. L'expérimentation portera sur la préparation de la biomasse, sa gazéification et ensuite la méthanation du gaz de synthèse pour produire du biométhane injecté dans le réseau. ●



# 3 QUESTIONS

de l'Observatoire  
des énergies renouvelables



à **Bertrand Spindler**,  
vice-président  
délégué à  
l'énergie et à  
l'aménagement  
numérique de  
Grenoble-Alpes  
Métropole

## 1 Vous disposez du deuxième plus grand réseau de chaleur français (170 km de linéaire). Quelle place prévoyez-vous pour le bois dans le mix énergétique dans les prochaines années ?

Aujourd'hui, la première énergie de notre réseau est la chaleur fatale de l'usine d'incinération (35 % du total), suivie par le bois (26 %) et le charbon (23 %). Notre objectif est d'éliminer totalement le charbon d'ici 2025 et de faire passer la part du bois à 35 %. La consommation en bois du réseau va passer de 90 000 t/an (en 2016) à 180 000 t/an (à partir de 2020). Pour l'approvisionnement, la métropole compte sur son territoire, qui dispose de nombreuses forêts de montagne. Nous avons mis en place un schéma directeur pour structurer la filière bois-énergie en partenariat avec les intercommunalités voisines, qui ont, par ailleurs, leurs propres projets de réseaux de chaleur au bois.

## 2 Pourquoi avez-vous choisi la cogénération pour augmenter votre mix biomasse ?

Nous avons envisagé la cogénération et la chaleur seule car nous n'étions pas certains d'être retenus par l'État parmi les candidats à l'appel d'offres CRE 5. Mais notre préférence allait à la cogénération car notre objectif est d'utiliser aussi la chaleur issue de la biomasse pour produire de l'électricité, comme nous le faisons déjà dans l'usine d'incinération d'ordures ménagères. Certes, l'investissement est plus élevé que pour une chaufferie seule, mais la production d'électricité apporte des revenus complémentaires, elle permet de limiter le prix de vente de la chaleur aux abonnés du réseau et augmente notre production d'EnR électrique. La future centrale Biomax (8,3 MWe) va y contribuer à partir de 2020. Elle fonctionnera d'octobre à mai et sera arrêtée l'été.

## 3 Biomax est le seul projet sur réseau de chaleur retenu en CRE 5. Comment envisagez-vous la vente d'électricité sur le marché ?

Effectivement, le nouvel appel d'offres n'assure plus un tarif d'achat comme les précédents, mais est basé sur le mécanisme « marché + prime ». Ce nouveau mécanisme est plus risqué pour les collectivités qui doivent vendre l'électricité produite sur le marché, ce qui est une activité risquée et compliquée. Elles font souvent le choix de confier cette mission à un agrégateur dont le métier est de travailler avec le marché spot de l'électricité. Nous ne savons pas encore comment nous allons nous y prendre, mais cela rajoute des incertitudes et de la complexité. Cela explique que certaines collectivités hésitent avant de se lancer. En ce qui nous concerne, nous aurions préféré l'ancien dispositif. ●