

LE JOURNAL

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

ÉDITION SPÉCIALE

DÉCEMBRE 2018



Chaleur renouvelable

**« LE FONDS CHALEUR
POSSÈDE UN EFFET
DE LEVIER IMPORTANT »**

Bois énergie

**LE BOIS EN FIN DE VIE
COMME RELAIS
DE CROISSANCE**

Solaire thermique

**LE CESI,
UN ATOUT POUR
SON LOGEMENT**

ENCORE UN EFFORT!

Vincent Jacques le Seigneur
Directeur de la publication



Illustration de couverture :
Plateforme de R&D sur la gazéification
à Nantes en Loire-Atlantique
Crédit : Leroux et Lotz Technologies

journal-enr.org

Administration : Nathalie Bouhours
(tél. : 01 44 18 00 80)

Directeur de la publication :
Vincent Jacques le Seigneur

Responsable des produits éditoriaux :
Romain David (tél. : 01 44 18 73 42)

Rédacteur en chef adjoint :
Timothée Bongrain (tél. : 01 44 18 73 44)

Rédacteurs : Timothée Bongrain, Géraldine Houot,
Aude Richard

Secrétaires de rédaction : Claire Baudiffier,
Hélène Habdessadok, Rachel Laskar

Maquette - réalisation : Marie Agnès Guichard

Publicité :
Diewo Kane (tél. : 01 44 18 73 49)



Les pages "chaleur renouvelable" publiées en 2018 dans *Le Journal des Énergies Renouvelables* ont été réalisées en partenariat avec l'Ademe.

Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité d'Observ'ER et ne représente pas l'opinion de l'Ademe. Celle-ci n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.

Dépôt légal : 4^e trimestre 2018
ISSN 2491-8687

Commission paritaire : n° 1123 G 84361

Éditeur :  OBSERV'ER

Observatoire des énergies renouvelables
146 rue de l'Université - 75007 Paris
Tél. : + 33 (0)1 44 18 00 80
www.energies-renouvelables.org



Les renouvelables thermiques restent le parent pauvre de la transition énergétique, méconnu par les consommateurs et trop souvent négligé par les décideurs. Elles constituent pourtant un levier essentiel : la production de chaleur, c'est plus de 40 % de la consommation finale d'énergie, les deux tiers concernant le résidentiel. Pourtant, seulement 21 % de cette énergie est aujourd'hui de source renouvelable, produite à partir de biomasse, de pompes à chaleur, de géothermie, de biogaz ou de solaire thermique. Les marges de progrès sont donc immenses.

En début d'année, les pouvoirs publics ont dévoilé leurs intentions à travers la publication de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE⁽¹⁾). Des objectifs de consommation de chaleur renouvelable de 196 TWh en 2023 et entre 218 et 247 TWh en 2028 ont été fixés, soit une augmentation de 25 % dans les cinq ans qui viennent et d'environ 50 % dans les dix ans, une gageure !

Pour ce faire, une kyrielle de mesures a été inscrite, comme l'obligation d'une utilisation minimale de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs, la revalorisation du solaire dans la future réglementation thermique, des aménagements fiscaux concernant le crédit d'impôt pour la transition énergétique (Cite) et des mesures spécifiques à certaines filières.

Last but not least, la PPE prévoit la simplification et le renforcement du Fonds chaleur, l'outil d'aide publique aux projets qui recourent aux renouvelables en garantissant ainsi un prix inférieur à celui de la chaleur produite à partir d'énergies conventionnelles : 307 millions d'euros dès cette année et 350 millions en 2020. Mais force est de constater que cet abondement ne sera pas suffisant : « *Le portefeuille identifié par l'Ademe pour 2018 dépasse les 400 millions d'euros d'aide* », reconnaît Rémi Chabrilat, le directeur productions et énergies durables de l'Ademe. Ce fonds a pourtant montré depuis dix ans qu'il était efficace et peu coûteux aux dires mêmes de la Cour des comptes qui avait alerté les pouvoirs publics dans son rapport sur le soutien aux énergies renouvelables en mars dernier⁽²⁾ : « *un niveau d'aides plus élevé s'avère nécessaire pour rétablir la compétitivité des projets de chaleur renouvelable* ».

Les acteurs du secteur réunis au sein du Club de la chaleur renouvelable⁽³⁾ ont adressé, le 14 septembre 2018, une lettre ouverte au Gouvernement⁽⁴⁾ dans laquelle ils rappelaient tous les atouts de cette énergie : « *un formidable levier de relance économique et de création d'emplois locaux, y compris dans les territoires les plus ruraux, et un moyen de réduire le déficit commercial de la France (et une réponse) à la thématique émergente du froid renouvelable* ». Dans un contexte de gilets jaunes et de grand désarroi du monde rural, quelques centaines de millions d'euros sur un ensemble de soutiens à la transition énergétique de plusieurs milliards, est-ce vraiment déraisonnable ?

1) "Stratégie française pour l'énergie et le climat", sur www.ecologique-solidaire.gouv.fr

2) "Le soutien aux énergies renouvelables", sur www.ccomptes.fr

3) AFPG, Amorce, ATEE, Cibe, Enerplan, Fedene, SER et Via Sèva.

4) Disponible sur www.enerplan.asso.fr





BOIS ÉNERGIE

LE BOIS EN FIN DE VIE COMME RELAIS DE CROISSANCE

p. 6

Alors que les projets de chaufferie voient difficilement le jour, le “Bois B” issu des bois déchets arrive doucement sur le marché. Une solution pour baisser les coûts d’approvisionnement mais qui demande un meilleur tri en amont.

BIOGAZ

MÉTHANISATION : UNE ANNÉE 2017 MITIGÉE

p. 14

Si la filière méthanisation est en phase de massification, le nombre de projets d’injection de biométhane n’a pas été à la hauteur des hypothèses de développement l’an dernier selon l’Ademe.



SOLAIRE THERMIQUE

LE CESI, UN ATOUT POUR SON LOGEMENT

p. 28

Le chauffe-eau solaire individuel n’a pas le vent en poupe. Il représente pourtant une solution sûre pour le chauffage de l’eau sanitaire, nécessitant peu de maintenance.

DÉCHETS

LA CHALEUR FATALE D’UNE UVE AU SERVICE D’UN FABRICANT DE SOUPE

p. 38

Eaux de refroidissement, condensats, fumées, air chaud, buées ou vapeur de procédé... sont autant de sources de chaleur dite “fatale”, “perdue” ou “de récupération”.

BILAN FOND CHALEUR

« Le fonds chaleur possède un effet de levier important » 4

BOIS ÉNERGIE

Le bois en fin de vie comme relais de croissance 6
 Animation : un financement en pleine évolution 8
 Soprema parie sur le gaz vert 9
 Besançon se mouille pour le bois énergie 10
 Lot, pionnier des réseaux de chaleur ruraux 12
 Ils testent la gazéification 13

BIOGAZ

Méthanisation :
 une année 2017 mitigée 14
 Une unité de méthanisation centralisée à Gaillon 15
 Du fumier sec et de la canne de maïs dans un méthaniseur 16
 Biogaz, une belle embellie 18
 Grand Est et Pays de la Loire : la filière méthanisation se structure 20
 Du biogaz dans les villages savoyards 22
 Cooperl : rien ne se perd, tout se transforme ! 24
 De la spiruline chauffée par le biogaz 26
 Quantifier les fuites pour améliorer l’exploitation 27

SOLAIRE THERMIQUE

Le Cesi, un atout pour son logement 28
 À Merville, l’industriel Lys-Services et ses 1 200 m² de capteurs solaires 30
 Le solaire thermique au service de la nutrition animale 32
 À l’épreuve de la location longue durée 33

RÉSEAU DE CHALEUR

Quatre réseaux de chaleur et de froid et 70 % d’EnR&R à Montpellier 34
 À Nevers, un réseau de chaleur ambitieux pour les usagers 36
 Une chaudière à bois : oui, mais à condensation ! 37

DÉCHETS

La chaleur fatale, pleine de ressources 38
 La chaleur fatale d’une UVE au service d’un fabricant de soupe 40
 Associer un industriel à un réseau de chaleur urbain 42
 Air France valorise la chaleur fatale de son data center 43

GÉOTHERMIE

La boucle d’eau tempérée enfin dans la boucle 44

« LE FONDS CHALEUR POSSÈDE UN EFFET DE LEVIER IMPORTANT »

Le Fonds chaleur, géré par l'Ademe depuis 2009, est une aide à l'investissement pour les projets de chaleur renouvelable et de récupération d'énergie (EnR&R) : biomasse, méthanisation, géothermie, solaire thermique, récupération de chaleur... et aux réseaux de chaleur liés à ces installations. Il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises. Rémi Chabrilat, directeur Productions et énergies durables à l'Ademe, fait le bilan de son efficacité et de ses évolutions.

PAR GÉRALDINE HOUOT



IGOR LUBINETSKY

Le Journal des Énergies Renouvelables :
Est-ce que 2017 a été une bonne année pour le Fonds chaleur ?

Rémi Chabrilat : Je dirais que 2017 a été une année moyenne. Le budget prévisionnel était de 216 millions d'euros, que l'État nous a demandé d'abaisser pour des raisons de contraintes budgétaires. Au final, nous avons engagés 197 millions d'euros, pour financer 320 projets. Parmi eux, 78 concernent les réseaux de chaleur. Ces derniers ont représenté dès le départ l'un des éléments constitutifs du fonds. En tout, 70 % de l'énergie produite financée par le Fonds chaleur depuis sa création passent par des réseaux de chaleur. C'est une satisfaction pour l'Ademe. L'objectif pour nous est maintenant d'inciter les villes de taille moyenne à investir dans

de tels réseaux, qui sont encore l'un des gros enjeux du Fonds chaleur. En 2017, nous avons accompagné également beaucoup de projets de récupération de chaleur, ainsi que de méthanisation avec injection de gaz dans le réseau. En revanche, l'érosion pour les investissements de biomasse a été encore marquée. Depuis 2013, les prix des énergies fossiles ont beaucoup baissé, impactant particulièrement la compétitivité de cette énergie renouvelable aux coûts de fonctionnement plus élevés que d'autres.

Le JDER : Quid des objectifs du paquet européen énergie-climat de porter la part des EnR à 23 % de la consommation énergétique nationale d'ici à 2020 ?

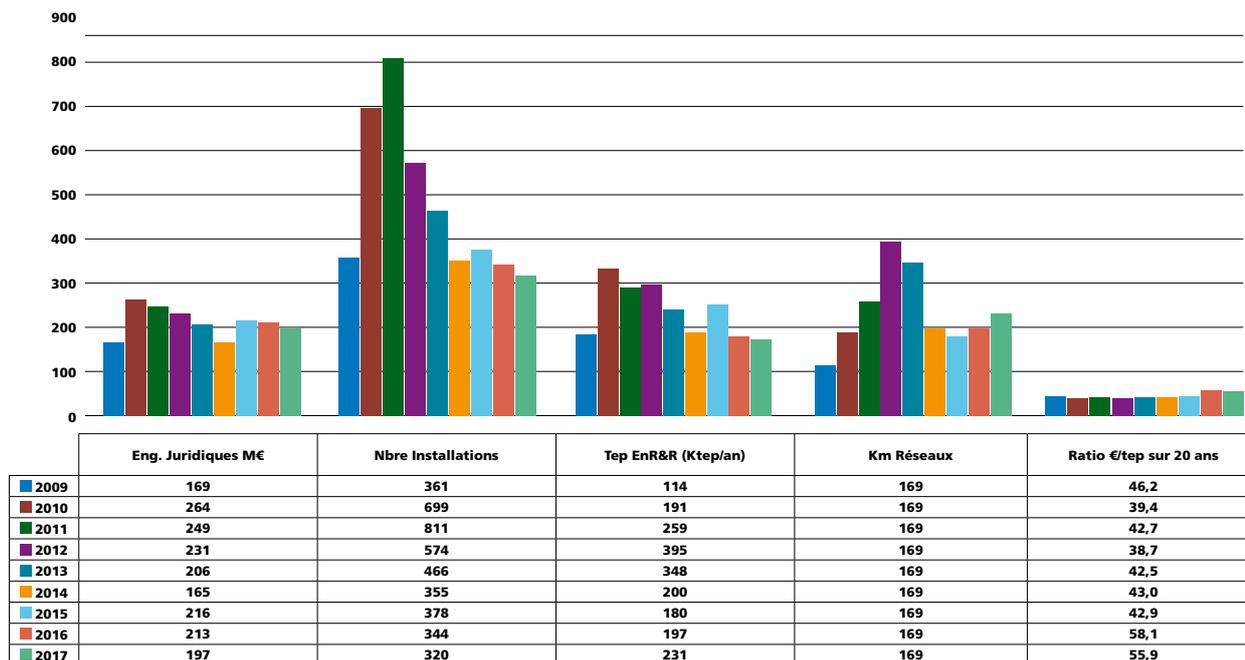
R. C. : Les projets de chaleur renouvelable ne se développent pas au rythme nécessaire pour atteindre les objectifs donnés, loin de là. Jusqu'en 2013, c'était le cas. Mais, ensuite, il n'y a pas eu d'accélération du rythme pour atteindre les nouveaux objectifs. Puis, la baisse du prix du gaz est

intervenue, augmentant l'argent public nécessaire à la rentabilité des projets. Résultat, nous ne pouvons répondre à toutes les demandes. Le portefeuille identifié par l'Ademe pour 2018 dépasse les 400 millions d'euros d'aide, pour une capacité d'engagement attribuée à ce stade de 215 millions d'euros. Ce décalage est regrettable car le Fonds chaleur est un outil très efficace, comme l'a souligné la Cour des comptes dans son rapport d'avril dernier. Il permet la réalisation de nombreux programmes avec, en moyenne, une aide de seulement 5 euros le MWh sur vingt ans. Il a donc un effet de levier important. La hausse de la Contribution climat énergie (CCE), qui devrait permettre en 2021 de retrouver un prix

du gaz équivalent à celui de 2013, devrait redonner de la compétitivité aux EnR&R. Mais il est indispensable d'augmenter également le budget du Fonds chaleur si l'on veut atteindre ces objectifs. C'est ce que souligne aussi le rapport de la Cour des comptes.

« L'objectif pour nous est maintenant d'inciter les villes de taille moyenne à investir dans des réseaux de chaleur. »

Bilan Fonds Chaleur 2009-2017



SOURCE : ADEME

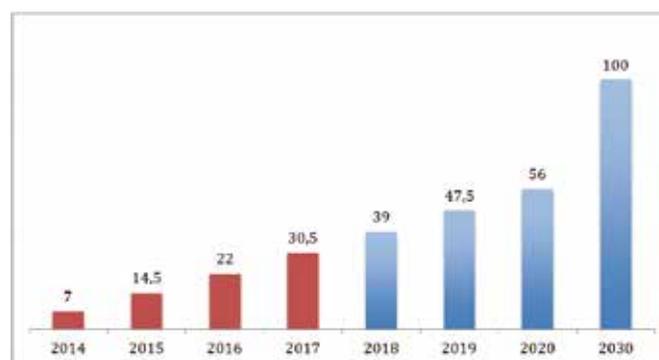
Le JDER : Le gouvernement a justement annoncé une hausse du budget. Est-elle suffisante ?

R. C. : Le gouvernement a annoncé une rallonge de 30 millions d'euros, portant le budget 2018 à 245 millions d'euros mais, pour l'instant, rien n'est acté. Si cela était le cas, ce serait évidemment une bonne nouvelle. Étant donné que nous sommes déjà en milieu d'année, cette augmentation permettrait d'avancer, mais il faudrait aller plus loin pour atteindre les objectifs nationaux et européens : on parle depuis plusieurs années d'un doublement du Fonds chaleur.

Le JDER : Comment se justifie le système des aides remboursables mis en place l'an dernier pour le Fonds chaleur ?

R. C. : Il se justifie par la nécessité d'optimiser l'utilisation de l'aide publique et de soutenir le plus possible de projets. Les aides remboursables concernent les programmes bénéficiant d'une enveloppe d'aide supérieure ou égale à 2 millions d'euros, soit seulement une trentaine de dossiers sur plus de 300. Entre 25 et 30 % de l'aide allouée devront être remboursés si, et seulement si, le projet a atteint ses objectifs et que le prix du gaz + CCE a augmenté. Les remboursements interviendront après au moins trois ans de fonctionnement de l'installation et peuvent s'étaler sur cinq à sept ans. Le système

complice certes un peu les choses pour les développeurs qui doivent constituer deux business plan, mais nous avons expérimenté le système l'année dernière, pour les dossiers à plus de 10 millions d'euros d'aide, et cela n'a pas freiné les demandes. Il faut garder en tête que l'argent récupéré ainsi aidera d'autres installations à voir le jour. ■



SOURCE : ADEME

QU'EST-CE QUE LA CONTRIBUTION CLIMAT ÉNERGIE ?

La CCE donne un prix aux émissions de CO₂ en France. Elle est proportionnelle aux émissions de CO₂ liées à la combustion des énergies fossiles. Elle représente un coût de l'énergie, qui est répercuté in fine aux consommateurs. En 2017, elle était de 30,5 euros HT la tonne de CO₂. Selon la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, son niveau sera de 56 euros par tonne de CO₂ en 2020 et de 100 euros en 2030.



ERIC VIDAL_ABAC APRES-SUEZ ENVIRONNEMENT

LE BOIS EN FIN DE VIE COMME RELAIS DE CROISSANCE

Alors que les projets de chaufferie voient difficilement le jour, le "Bois B" issu des bois déchets arrive doucement sur le marché. Une solution pour baisser les coûts d'approvisionnement mais qui demande un meilleur tri en amont.

PAR AUDE RICHARD

Avec 197 M€ de budget en 2017, le Fonds chaleur a été entièrement consommé. De nombreux projets ont même été reportés à 2018. Pourtant, avec le prix des énergies fossiles qui reste bas, les chaufferies biomasse sortent plus difficilement de terre. L'Ademe a accompagné une cinquantaine de projets biomasse cette année, un chiffre stable par rapport à 2016 et à 2015, mais en nette baisse par rapport aux années 2011-2013, où l'agence subventionnait une centaine d'installations par an. Le secteur qui subit le plus est l'industrie. En 2017, les fonds du BCIAT (Biomasse chaleur industrie agri-

« Aujourd'hui sur les 6 Mt de "Bois B" récupérées par an, 1,4 Mt est utilisée en combustion et 1,3 Mt part à l'enfouissement. »

culture et tertiaire) ont soutenu cinq projets, dont la moitié liée au secteur de l'industrie du bois, par rapport à une dizaine les années précédentes. Les collectivités résistent, tant bien que mal. Elles continuent de se lancer dans l'aventure du bois énergie avec la mise en place de réseaux de chaleur. En 2016, les réseaux représentaient 43 % des aides du Fonds chaleur contre 27 % en 2015. À l'Ademe, Simon Thouin, ingénieur bois énergie, reste confiant : « *De nombreuses collectivités nous sollicitent pour des projets entre 2018-2020, on sent une certaine reprise. L'augmentation de la contribution climat énergie*

(CCE) apporte de la visibilité aux acteurs ». En effet, la CCE est fixée à 44,60 €/t en 2018. Elle devrait augmenter progressivement pour atteindre 86,20 € en 2022. Pour Clarisse Fischer, déléguée générale du Cibe, l'interprofession bois énergie, « la CCE permettra de retrouver l'équilibre entre le gaz et les bois énergie que l'on connaissait en 2013 seulement en 2020 ». Le Cibe demande que le propane, répandu en milieu rural, soit également soumis à la CCE. Pour les industriels très énergivores, soumis au marché des quotas d'émissions de gaz à effet de serre européen, il faudra encore patienter quelques années. En novembre 2017, le conseil de l'Union européenne et le Parlement ont réformé ce marché pour la période 2021-2030. L'Europe espère voir augmenter le prix de la tonne de CO₂ de 6 à 25-30 €.

UNE PROFUSION DE BOIS EN FIN DE VIE

À court terme, le dynamisme de la filière pourrait passer par un approvisionnement à moindre coût (lire encadré), en valorisant davantage les "Bois B" (les emballages traités, les déchets de bois d'ameublement, les bois de démolition...). En effet, avec la mise en place de filières de recyclage, comme celle des déchets d'ameublement, le gisement progresse, mais les débouchés chez les panneautiers stagnent. Aujourd'hui sur les 6 Mt de "Bois B" récupérées par an, 1,4 Mt est utilisée en combustion et 1,3 Mt part à l'enfouissement. Pour éviter ce dernier exutoire, le gouvernement a mis en place un plan "déchet bois", avec comme objectif la valorisation matière de

Bois A : bois non traités, issus des sous-produits de la transformation du bois brut, bois secs non traités et non peints, palettes...

Bois B : bois faiblement traités (panneaux, bois d'ameublement, bois de démolition exempts de gravats, résidus d'exploitation forestière.

Source : paprec.com

Catégorie 2910 B : regroupe les installations consommant des produits, des déchets ayant fait l'objet d'une sortie du statut de déchet ou certains déchets de biomasse, à l'exclusion des combustibles commerciaux et du biogaz produit par des installations classées sous la rubrique 2781-1.

Source : installationsclassées.developpement-durable.gouv.fr

400 000 t/an et la valorisation énergétique de 900 000 t/an. Mais aujourd'hui, la réglementation n'est pas adaptée à la combustion de ces bois faiblement adjuvantés dans des chaudières biomasse. La dénomination "Bois B" est trop large pour s'inscrire dans la catégorie combustion 2910 B et les bois en fin de vie finissent dans la classification ICPE 27 71, qui relève des déchets, beaucoup plus lourde à mettre en œuvre. « Il est nécessaire de revoir la réglementation et la classification des bois déchets, sinon rien ne changera », ajoute Clarisse Fischer. Pour l'Ademe, les efforts doivent se concentrer sur la préparation du gisement. « Avant de changer la réglementation, il y a un travail important de recherche et développement à effectuer pour mieux trier et préparer le bois », indique Alice Fautrad, ingénieur au service bioéconomie de l'Ademe. Aujourd'hui, seulement quelques chaufferies (2910 B) fonctionnent au "Bois B".

Depuis septembre 2017, l'appel à projets BCIAT est ouvert aux projets approvisionnés par 100 % de bois en fin de vie, ce qui sera également le cas pour tous les projets soutenus par le Fonds chaleur dès 2018. ■

UN SURCÔÛT ABSORBÉ PAR LE PRIX DU COMBUSTIBLE

À Plougastel-Daoulas (Finistère), la société Maitréa a accompagné la mise en place d'une chaufferie biomasse 2910 B chez des producteurs de tomate, Gouennou Frères. Pionniers de la biomasse dès 2006, ils se sont associés avec un industriel de l'environnement, Guyot Environnement, pour alimenter une chaudière avec du bois faiblement adjuvanté. Les 12 000 t de déchets de bois valorisées annuellement sont préparées par des recycleurs locaux. Lionel Béquet, responsable de projet chez Maitréa, souhaite multiplier ce concept à d'autres territoires. « Les acteurs ne sont pas encore prêts, il faut davantage de tri et de débouchés. Mais lorsque l'on arrive à une réelle maîtrise de la ressource comme à Plougastel, l'opération est rentable ». Les coûts d'investissement dans une chaufferie qui brûle des bois traités chimiquement (grand volume de foyer, traitement des fumées plus avancé...) sont plus élevés de 30 à 40 % par rapport à une chaufferie en "Bois A". Les coûts d'exploitation sont également plus importants. Néanmoins, ces surcoûts sont absorbés par un prix du combustible très compétitif et stable sur le long terme par rapport à la plaquette forestière.

ANIMATION : UN FINANCEMENT EN PLEINE ÉVOLUTION

Sur le terrain, tous les acteurs de la filière s'accordent à dire que les animateurs bois-énergie jouent un rôle incontournable dans le montage des chaufferies. Et pourtant, leur financement est remis en cause dans certaines régions.

PAR AUDE RICHARD

En France, 150 animateurs bois-énergie quadrillent le territoire pour faciliter l'émergence de nouveaux projets. Ils font le lien entre les détenteurs de la ressource bois et les collectivités, les maîtres d'ouvrage et les exploitants... Objectifs et indépendants, ils appartiennent la plupart du temps à des structures associatives œuvrant à différentes échelles : locale, départementale ou régionale.

UNE GRANDE DISPARITÉ ENTRE LES RÉGIONS

Enviée par d'autres filières comme la géothermie qui commence tout juste à mettre en place des animateurs régionaux, l'animation du bois-énergie a su tisser un maillage de compétences. Malgré cela, son financement est mis à mal dans certaines régions.

En effet, les financements publics, au niveau départemental, ont été perturbés par la loi Notre (Nouvelle organisation territoriale de la République) et la fusion des régions a entraîné la suppression de certaines subventions directes, comme dans les Ardennes ou en Auvergne-Rhône-Alpes (Aura). Dans le Cantal, par exemple, l'association "Bois-énergie 15" bénéficie de 25 ans d'exercice et compte deux personnes à temps plein. Son budget dépend en majorité des subventions de l'Ademe régionale, en complément de celles de la région et du département. Or, depuis le 1^{er} janvier 2018, la politique de soutien de l'Ademe a changé et les structures départementales d'animation de l'ex-région Auvergne n'ont plus d'aide directe. L'Ademe Aura mise sur des aides aux territoires par le biais des Tepos ou TepCV, comme l'explique Jacqueline Roisil, directrice adjointe de l'Ademe Auvergne-Rhône-Alpes. « *Le contexte change et, comme les intercommunalités ont l'obligation de réaliser un plan climat-énergie, ce sont les acteurs qui semblent les plus pertinents pour massifier les énergies renouvelables. Nous maintenons des co-financements vers des structures associatives et des organisations professionnelles, et nous redirigeons également nos aides vers les intercommunalités, notamment avec les contrats territoriaux. Le budget d'animation reste au moins égal, voire sera amplifié.* »

Mais Annick Fabbi, directrice depuis 18 ans de Bois énergie 15 et coprésidente de la commission "Animation bois-énergie" du Comité interprofessionnel du bois énergie (Cibe), ne l'entend pas de cette façon. « *Cette politique fait l'impasse sur certains territoires et sur les industriels.*

La politique de soutien de l'Ademe a changé et les structures départementales d'animation de l'ex-région Auvergne n'ont plus d'aide directe.



Animateurs bois-énergie.

Les subventions nous arriveront par ruisellement avec le risque de n'avoir que les "gouttes" et avec beaucoup de délais. Cette situation est incompréhensible à un moment où l'Ademe souhaite renforcer l'animation. »

Pour Simon Thouin, ingénieur bois-énergie à l'Ademe, l'agence maintient ses financements sur l'animation. « *Le rôle des animateurs est incontournable. Les régions qui avaient commencé l'animation, même avant le Fonds chaleur, ont ainsi pu développer une réelle dynamique. C'est le cas, par exemple, de la Normandie, avec Biomasse Normandie ou des Pays de la Loire avec Atlanbois.* »

COMMENT VA ÉVOLUER L'ANIMATION DE LA FILIÈRE ?

Ces structures se réunissent, au moins une fois par an, pour mutualiser leurs compétences. Lors des rencontres 2017 à Besançon, Élodie Payen, chargée de mission et secrétaire de la commission "Animation bois-énergie" du Cibe, a expliqué : « *nous aidons à consolider les synergies avec les autres acteurs tels que les agences locales de l'énergie ou les syndicats d'énergie. Les animateurs pourraient être également mobilisés sur le suivi des installations en place comme cela se fait déjà dans certaines régions.* » ■

SOPREMA PARIE SUR LE GAZ VERT

Le groupe industriel Soprema vient d'installer un gazéifieur de biomasse. Un système innovant qui devrait lui permettre, à terme, de baisser de 3 200 t de CO₂/an les émissions de ce gaz à effet de serre.

PAR AUDE RICHARD

L'opération est audacieuse, mais le groupe français Soprema, spécialiste de l'étanchéité, de la couverture et des sous-couches, apprécie particulièrement ce type de challenge. Plutôt qu'installer une chaudière classique biomasse, l'industriel international, qui dispose de quinze sites en France, a opté pour de la pyrogazéification, afin d'alimenter les besoins thermiques de son usine de Strasbourg. « Nous avons connaissance de nombreux échecs industriels sur des projets de gazéification de biomasse. La technologie n'est pas vraiment mature pour les puissances en dessous de 10 MW. Or nous n'avons pas de site industriel avec un tel besoin de puissance thermique. Nous avons donc fait le choix de tester cette technologie sur le site de Strasbourg avec 3 MW. L'objectif est de maîtriser sur un premier site industriel la technologie afin de pouvoir l'installer sur d'autres sites », explique Olivier Weymann, en charge des projets d'énergies renouvelables. Soprema a fait appel à Cogebio pour le process et a investi environ 2 M€, avec des subventions de l'Ademe via le BCIAT (Biomasse chaleur industrie agriculture et tertiaire).

13 GWH DE GAZ NATUREL SUBSTITUÉ À TERME

Le gazéifieur est en fonctionnement depuis cet été. Le corps de la chaudière gaz initiale a été conservé. Le brûleur a été remplacé par un brûleur breveté mixte fonctionnant soit à 100 % au gaz de synthèse issu de biomasse, soit à 100 % au gaz naturel ou soit avec un



Soprema a installé un gazéifieur dans son usine de Strasbourg. Potentiellement, une trentaine d'usines du groupe dans le monde pourraient en être équipées si la technologie confirme les performances attendues.

mixte des deux énergies. La montée en charge se fait progressivement : l'objectif est de substituer 50 % de gaz naturel en 2018 puis 90 % en 2019, soit plus de 3 000 t de CO₂/an en moins. « Nous sommes actuellement en phase de réglages, mais le cœur du process fonctionne très bien et a démontré son potentiel. Le fonctionnement mixte du brûleur nous permet de ne pas perturber le fonctionnement normal de l'usine. » ajoute l'industriel. Le projet s'inscrit dans une démarche territoriale d'économie circulaire. Installé dans une zone industrielle au sud de l'Eurométropole de Strasbourg, l'industriel consommera 3 à 4 000 t/an de bois "sorti du statut de déchets" (SSD, rebus de palettes, bois d'emballage propre...). Un gisement intégralement local (moins de 30 km) et qui trouvait très peu de débouchés jusqu'à maintenant. Avec moins de 20 % de taux d'humidité, le

bois SSD convient très bien à la gazéification.

Forte de cette expérience, l'entreprise va mettre en place un autre gazéifieur dans son usine de Sorgues (Vaucluse), à partir des tourteaux de raisins générés par les activités oléicoles. Une belle illustration d'économie circulaire. ■

Plutôt qu'installer une chaudière classique biomasse, l'industriel international a opté pour de la pyrogazéification.

BESANÇON SE MOUILLE

Pionnière du bois énergie, la ville de Besançon a converti une grande partie de ses équipements publics à la chaleur renouvelable.

TEXTE ET PHOTOS PAR AUDE RICHARD



Les piscines sont un véritable gouffre énergétique pour les communes. Besançon l'a bien compris. Première commune de France à avoir obtenu le label européen Cit'ergie Gold en 2012, pionnière dans le bois énergie, la préfecture du Doubs équipe dès 2006 son réseau de chaleur urbain de Planoise (100 MW) d'une première chaufferie bois. Puis elle met en place un "plan bois énergie" et enchaîne, entre 2007 et 2013, la construction de chaufferies bois, dont celle du réseau de chaleur de la piscine Mallarmé, à l'ouest de la ville.

Ce réseau de chaleur de 600 m alimente trois autres bâtiments publics (le palais des sports, la direction des sports et une école). La chaudière bois de 950 kW est relayée par deux chaudières gaz, une pour l'appoint et une pour le secours. La piscine, qui consomme 3 800 MWh/an permet de réguler la chaudière grâce à son fonctionnement jour et nuit. En milieu urbain, la chaufferie est compacte, ce qui a des incidences sur le choix technique, comme l'explique Vincent Lecomte, ingénieur énergie à la ville. « Nous aurions préféré un convoyeur à chaîne plutôt qu'une

À Besançon, la piscine Mallarmé, comme d'autres bâtiments publics, est chauffée grâce à une chaudière bois.

vis sans fin pour transporter les plaquettes jusqu'au foyer. C'est plus robuste. Mais nous n'avions pas la place. Finalement, la vis fonctionne très bien ». Un ballon tampon de 15 m³ d'eau lisse le fonctionnement de la chaudière et un système d'électrofiltre et de multicyclone traite les fumées pour une teneur en poussière à 20 mg/Nm³ d'air. Un niveau sous le seuil réglementaire. « Nous avons surdimensionné l'électrofiltre pour mieux filtrer. C'est un coût supplémentaire de 10-20 000 €, mais en milieu urbain, c'était indispensable », ajoute Vincent Lecomte.

DES ÉCONOMIES EN RÉGIE

Pendant trois ans, la chaufferie a été exploitée par l'entreprise qui avait effectué les travaux pour faciliter la mise au point et le passage en exploitation. Aujourd'hui, la ville a repris la main, en régie comme sur les autres installa-

POUR LE BOIS ÉNERGIE

tions municipales de chauffage. Le service énergie de Besançon est constitué de 33 personnes. La moitié des agents s'occupent de l'exploitation et de la maintenance. Un système d'automate a été installé pour réguler la distribution en fonction des consommations de chaque sous-station. Lorsque l'école et le palais des sports sont fermés, automatiquement, le débit des vannes et la température de l'eau diminuent pour n'alimenter que la piscine. La ville s'approvisionne en bois à 50 km autour de Besançon. Les 1 300 tonnes de plaquettes forestières proviennent de chez Girard travaux forestiers, un entrepreneur certifié CBQ+. « Avant, nous étions à environ 70 €/MWh, y compris maintenance et annuités d'emprunt. En régie, nous sommes plus proches des 60 €/MWh. Cet investissement de 1,6 M€, subventionné à 35 % par l'Ademe, nous a permis de réduire la facture énergétique de ces bâtiments de 90 000 €/an par rapport au gaz », indique Vincent Lecomte.

Aujourd'hui, la ville de Besançon compte six chaufferies à plaquettes de moins d'1 MW et trois à granulés. En 2016, 2 nouvelles chaudières bois (2 x 8 MW) ont été installées sur le réseau de chaleur urbain de Planoise. Néanmoins, après une phase très "productive" en bois énergie, la ville de Besançon semble prendre du recul et vouloir diversifier son mix énergétique avec le solaire ou la géothermie. « Aucun nouveau projet de chaufferie ou d'extension de réseaux de chaleur n'est à l'ordre du jour



alors qu'il y a encore un fort potentiel de développement et un contexte favorable, juge Louison Riss, ingénieur bois-énergie à l'Ademe Bourgogne-Franche Comté. Plusieurs écoquartiers sont en cours d'aménagement sur la ville, et sont l'occasion de repenser l'approvisionnement énergétique de l'espace urbain. Malheureusement la biomasse et les réseaux de chaleur en sont exclus, c'est dommage car on passe à côté de projets pertinents et une fois construits, ces aménagements sont difficilement réversibles. ■

Les 1 300 tonnes de plaquettes forestières utilisées chaque année proviennent d'un rayon de moins de 50 km autour de Besançon.

« Cet investissement a permis de réduire la facture énergétique de 90 000 €/an par rapport au gaz. »

PLÉTHORE DE BOIS-ÉNERGIE

Après deux ans de tension pour sortir le bois de forêt, les stocks de plaquettes forestières sont au plus haut. Les entrepreneurs forestiers ont massivement investi et se sont structurés pour optimiser les flux et la productivité. Mais face à deux hivers doux et au ralentissement des projets bois-énergie, on assiste désormais à une pléthore de bois-énergie. En forêt, certains bois restent sur pied ou en bord de route faute de débouchés. « Dans la région, les chaufferies collectives et industrielles consomment 0,7 Mt de bois énergie, à mettre en regard des 2,1 Mt de bois bûches et 1,3 Mt dédiée au bois d'industrie. Pour autant, nous ne récoltons que 50 % de l'accroissement naturel. Il y a encore un beau potentiel de développement pour cette énergie locale et durable », souligne Louison Riss, ingénieur Ademe biomasse Bourgogne-Franche Comté. Le projet de cogénération de la papeterie de Novillars (23,5 MWth et 20 MWe), lauréat de l'appel à projets CRE4, devrait consommer 190 000 t de bois fin 2018. À l'échelle régionale, un ou deux autres projets de ce type pourraient assurer à la filière des débouchés stables et pérennes.

LOT, PIONNIER DES RÉSEAUX DE CHALEUR RURAUX

Avec treize réseaux de chaleur déployés sur le département, et bientôt un quatorzième, le syndicat Syded du Lot est un des acteurs clés de la transition énergétique. Bernard Tissot, responsable du développement des énergies renouvelables, nous livre quelques clés de cette réussite. PAR AUDE RICHARD

Le Journal des Énergies Renouvelables : Comment expliquez-vous la belle dynamique du bois énergie dans le Lot ?

Bernard Tissot : Dès 2005, le Syded, syndicat de traitement des déchets, a pris la compétence bois énergie pour développer les réseaux de chaleur en milieu rural. Nous étions les premiers et nous avons pu mettre en place de nombreux projets. Aujourd'hui, avec les évolutions réglementaires, c'est devenu plus compliqué. Néanmoins, une des clés de la réussite est la présence sur le terrain. Nous avons une personne à plein temps pour densifier et optimiser les réseaux. Nous ne nous arrêtons pas aux bâtiments communaux, toutes les maisons individuelles sur le tracé sont démarchées.

Le JDER : Vous gérez de A à Z tous vos projets. Comment cela se passe ?

B. T. : Dans les petites communes, il est compliqué d'avoir les compétences juridiques et techniques pour créer un réseau. Nous le prenons en charge pour elles, en devenant maître d'ouvrage et exploitant. Nous faisons faire une étude de faisabilité par un bureau d'étude extérieur. Si le projet est viable, nous recrutons un maître d'œuvre, nous suivons les travaux, mettons en service et exploitons le réseau en régie. Les élus concernés par des réseaux se réunissent au sein du Syded pour prendre les décisions nécessaires au bon fonctionnement de l'activité et notamment décider des évolutions du tarif de vente de la chaleur. À noter que les tarifs sont identiques pour l'ensemble des réseaux. Nous sommes une équipe d'une dizaine de personnes, dont sept pour l'exploitation et la maintenance, et une personne à temps plein pour la facturation des 1 300 abonnés.

Le JDER : Les petits réseaux en zone rurale sont-ils rentables ?

B. T. : Dans un service public, nous ne cherchons pas à être rentables, mais à être à l'équilibre. Sans subvention, ce n'est pas possible de créer un réseau de chaleur rural. Nous nous limitons aux réseaux qui sont accessibles au financement du Fonds chaleur de l'Ademe, autrement dit les plus gros. Depuis 2007, nous avons investi 22 millions d'euros dans le bois énergie. Nous sommes toujours à l'équilibre grâce à une gestion économique de chaque poste.



EN CHIFFRES

Les 13 réseaux en activité :

- **36,4 km** de réseaux.
- **1 254 bâtiments** raccordés.
- **31 258 MWh** fournis aux réseaux.
- **15 000 tonnes de bois** utilisées, dont :
 - 47 % de plaquettes forestières, 28 % de déchets de l'industrie du bois, 14 % de bois brut (palettes, cagettes) collecté sur les déchetteries du Syded, 11 % de biomasse issue des déchets verts.

Sur les 15 000 t de bois, la moitié seulement est achetée, le reste provient de nos déchetteries.

La réglementation pèse de plus en plus sur les réseaux. Dans les années 2000, le seuil de traitement des fumées était de 150 mg/m³ de fumée. Nous avons opté pour 75 mg/m³. Puis ce seuil réglementaire est passé à 50, et probablement prochainement à 30 mg/m³. Nous avons dû faire des investissements à hauteur de 1,7 M€, soit l'équivalent de 5 €/MWh. Nos tarifs ont donc augmenté pour absorber ce nouveau coût. Aujourd'hui, ils sont équivalents à ceux du gaz naturel. Mais cela ne nous empêche pas d'avoir beaucoup de demandes de raccordement en maison individuelle. Les personnes apprécient le service sur le terrain et notre réactivité. ■

ILS TESTENT LA GAZÉIFICATION

À Nantes (Pays de la Loire), le fabricant de chaudières Leroux-et-Lotz Technologies (LLT) a inauguré une plateforme de recherche et développement sur la gazéification pour tester différents combustibles. PAR AUDE RICHARD

« **N**ous essayons la gazéification sur des combustibles complexes », lance d'emblée Paul Clémens, directeur commercial de Leroux-et-Lotz Technologies (LLT). Pas forcément de la biomasse à moins de 30 % d'humidité, mais des combustibles plus humides, plus pollués ou plus hétérogènes, comme les combustibles solides de récupération (CSR) par exemple.

Depuis janvier 2017, le fabricant de chaudières a installé, sur son site de Nantes, un gazéifieur et propose aux détenteurs de combustibles (bois, résidus agricoles, CSR...) d'y apporter leurs gisements pour les tester. Grâce à cet outil, LLT accompagne ses clients dans leur transition énergétique en leur proposant des solutions CO₂ neutre adaptées à leur combustible.

Cet outil de recherche et d'expérimentation, baptisé Innov'Energy, peut fonctionner alternativement en combustion et en gazéification, en lit fluidisé dense ou circulant. Le laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux (Liten) a réalisé un dispositif de prélèvement et d'analyse des particules, des produits condensables et des gaz issus de la réaction. Cet ensemble permet principalement d'analyser le taux de goudrons en amont et aval du craqueur.

EXPÉRIMENTATION, FORMATION ET CHAUFFAGE

Les premiers retours semblent prometteurs. « Nous avons réussi à craquer les goudrons présents dans le syngaz, tout en limitant les pertes en pouvoir calorifique (PCI), condition indispensable avant son refroidissement pour de la valorisation sur moteur de production d'électricité, ce qui est une des principales difficultés de la gazéification », ajoute Paul Clémens. Le



Cet outil de recherche représente un investissement de 3 M€ de Leroux-et-Lotz, accompagné par BPI France et l'Ademe.

gazéifieur, qui peut évoluer entre 1 et 2 MW, a été conçu pour l'expérimentation, mais aussi pour former des équipes d'exploitants, et à partir de 2019, pour chauffer l'usine de Leroux-et-Lotz. « Cette puissance est adaptée pour de l'expérimentation à taille industrielle et assurer les besoins de chauffage du site, mais n'est pas rentable sur ces petites puissances, car les traitements des fumées coûtent très cher et ne sont pas amortis par des économies d'échelle. Le cœur du marché pour cette technologie de gazéification commence à 10 MWth et se positionne idéalement dans le cadre de l'économie circulaire », indique le directeur commercial. Cet outil de recherche représente un investissement de 3 M€ de Leroux-et-Lotz, accompagné par BPI France et l'Ademe.

Plus largement, Innov'Energy rassure les investisseurs sur la technologie. Leroux-et-Lotz a déjà fourni un gazéifieur de 15 MW chez un papetier aux Pays-Bas qui valorise ses refus de pulpeurs depuis 8 mois et le groupe de travaux publics Bonnefoy, près de Besançon (Doubs), a choisi de gazéifier 45 000 t de déchets (CSR) pour en faire de la chaleur et de l'électricité. Cette centrale devrait être opérationnelle en septembre 2018. ■

MÉTHANISATION : UNE ANNÉE 2017 MITIGÉE

Si la filière méthanisation est en phase de massification, le nombre de projets d'injection de biométhane n'a pas été à la hauteur des hypothèses de développement l'an dernier selon l'Ademe. L'agence a cependant soutenu 27 projets de méthanisation *via* le Fonds chaleur pour 18,8 millions d'euros.

PAR GÉRALDINE HOUOT

La filière française de méthanisation poursuit son développement débuté en 2006. La loi de programmation pluriannuelle de l'énergie a fixé des objectifs qui s'élèvent à 900 ktep de chaleur en 2023, dont 8 TWh de biométhane injecté. La filière est soutenue par différents systèmes qui permettent la rentabilité des installations construites. D'un côté, les tarifs d'achat de l'électricité issue de biogaz (établis en 2006 et revus en 2011 et fin 2016) et les tarifs d'achat du biométhane (parus en 2011). D'un autre, les aides à l'investissement qui assurent le développement de nouvelles installations de méthanisation. Dans ce cadre, les projets de production et de valorisation du biogaz (y compris le biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux – ISDND) sont éligibles aux financements de l'Ademe *via* deux systèmes de financement complémentaires : le Fonds chaleur et le Fonds déchet. Le premier assure le financement des installations de méthanisation qui valorisent le biogaz directement sous forme de chaleur ou en injection dans le réseau GRDF (ou un autre réseau) après épuration, ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations et à celles valorisant le biogaz par cogénération. Le Fonds déchet finance, lui, les installations de méthanisation avec valorisation du biogaz par cogénération et les équipements de traitement spécifique du digestat.

La filière est dans une phase de massification. Le bilan de l'Ademe pour l'année 2017 fait état de 110 nouveaux projets de méthanisation soutenus *via* les Fonds déchets et chaleur. Ceux-ci représentent environ 533 GWh/an de production d'énergie prévisionnelle, dont 386 GWh sous forme de chaleur et 147 GWh sous forme d'électricité. Des

Des chiffres très inférieurs à l'objectif cible de 700 GWh.

chiffres très inférieurs à l'objectif cible de 700 GWh. « Si la filière est redynamisée par la révision des mécanismes de soutien à la production d'électricité à partir de biogaz fin 2016, le nombre de projet d'injection de biométhane reste en dessous des hypothèses de développement, et des projets ont été reportés sur 2018 du fait de priorités budgétaires », souligne ainsi l'agence.

41 MILLIONS D'EUROS DÉBLOQUÉS

Les soutiens de l'Ademe aux investissements de la filière ont toutefois représenté 41 millions d'euros, dont 22 millions au titre du Fonds déchets et 18,8 millions d'aide au titre du Fonds chaleur. 83 projets en cogénération ont été soutenus, 26 projets d'injection de biométhane et 1 projet avec une valorisation en chaleur seule. La typologie de ces projets est assez variée : 78 projets sont des projets à la ferme, 25 des projets centralisés, 2 des projets en industrie, 2 des projets en ISDND et 3 des projets en station d'épuration urbaine.

L'ensemble de ces projets permettra la création d'environ 100 emplois et de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 133 000 tonnes équivalent CO₂/an. À titre de comparaison, en 2016, l'Ademe avait soutenu 87 nouveaux projets de méthanisation, avec une production de 450 GWh d'énergie prévisionnelle. ■

INSTALLATIONS FINANCÉES PAR LE FONDS CHALEUR 2013-2017 (1 TEP = 11,63 MWH)

	Nombre d'installations	Assiette aide en M€ (coût travaux)	Aide Ademe (M€)	TEP/an de biogaz
2014	10	24,3	3,8	18 630
2015	25	156,9	23,5	32 233
2016	20	113,3	16,6	26 763
2017	27	135,4	18,8	24 819



ADEME

L'installation comprend une cuve de méthanisation, une cuve de maturation, un moteur de cogénération, une chaudière, deux cuves de stockage du digestat liquide et un espace de stockage du digestat solide.

UNE UNITÉ DE MÉTHANISATION CENTRALISÉE À GAILLON

Pour assurer les besoins en chaleur de la communauté de communes Eure Madrie Seine (Eure) et en raison d'un gisement local important de biodéchets, une unité de méthanisation a été construite sur la commune de Gaillon. PAR GÉRALDINE HOUOT

« **B** iogaz de Gaillon est une unité de méthanisation industrielle et territoriale, commente d'entrée de jeu Julien Lecanu, directeur du site. Industrielle, car les déchets viennent majoritairement de l'industrie, et territoriale, car elle a vu le jour en raison d'un contexte local propice. » Installé sur la commune de Gaillon, dans l'Eure, le projet d'unité de valorisation de déchets organiques fermentescibles par méthanisation a en effet été initié en 2009 pour valoriser les boues d'une station d'épuration et en raison d'un besoin important en chaleur de la communauté de communes Eure Madrie Seine. Une étude de potentiel ayant par la suite révélé un gisement local de biodéchets variés, la communauté de communes a fait appel au groupe Victoria, qui regroupe plusieurs sociétés de collecte de déchets dangereux ou non, pour approvisionner l'usine. C'est finalement un rôle plus

important que va jouer le groupe, devenant propriétaire et exploitant du site de méthanisation Biogaz de Gaillon pour quinze ans *via* un partenariat public/privé.

90 % DE COUVERTURE DES BESOINS EN CHALEUR

Construite en 2013 par Naskeo, spécialiste de la conception et de la construction d'unités de méthanisation, l'unité est un site ICPE (installation classée pour la protection de l'environnement). Approvisionnée par des boues de station d'épuration, des eaux septiques, des graisses issues de l'industrie agro-alimentaire et des biodéchets non conditionnés (restes de cantines, invendus alimentaires...) venant d'une zone de chalandise de 80 à 100 km, elle produit du biogaz qui alimente un moteur de cogénération produisant de l'électricité et de la chaleur. L'électricité est revendue à ERDF tandis que la chaleur est envoyée sur un réseau développé en parallèle par la communauté de communes, qui alimente un centre aquatique et un collège de Gaillon. « Nous revendons la

chaleur trois fois moins cher que de la chaleur issue de l'énergie fossile », assure Julien Lecanu. La matière résiduelle, appelée digestat, est, elle, valorisée comme amendement organique sur des surfaces agricoles via un plan d'épandage (environ 25 000 tonnes par an).

Sur un total de 5,251 millions d'euros, l'unité a été financée à hauteur de 940 000 euros par l'Ademe sur le Fonds déchets. D'autres aides ont permis de monter le niveau de soutien à hauteur de 25 %. Le réseau de chaleur a pu bénéficier, lui, d'un soutien de 141 000 euros de l'agence provenant cette fois du Fonds chaleur. « Il s'agit d'un site qui fonctionne bien, sans problème de nuisance », commente Sébastien Huet, chargé de mission Valorisation de la biomasse à la direction régionale Normandie de l'Ademe. Démarrée en 2014, l'usine traite 25 à 30 000 tonnes par an, assurant une production annuelle de 4 à 5 000 MWh d'électricité et 6 300 MWh de chaleur, dont 2 800 MWh envoyés sur le réseau (le reste étant utilisé en interne). « Les besoins du réseau sont d'environ 3 000 MWh. Celui-ci est donc alimenté aujourd'hui à 90 % par Biogaz de Gaillon, compte Julien Lecanu. Le reste correspond à des pics de consommation du centre aquatique. Dans ce cas, c'est la chaudière gaz du centre qui assure le complément. Nous sommes cependant en cours d'amélioration de nos procédés, ce qui devrait nous permettre d'assurer la totalité des besoins. » ■

5 À 10 % DES REVENUS DU SITE VIENNENT DE LA REVENTE DE CHALEUR

70 % des revenus de Biogaz de Gaillon viennent de la vente d'électricité à ERDF, 20 à 25 % de la facturation de la prise en charge des déchets aux fournisseurs et le reste de la vente de la chaleur à la communauté de communes.

DU FUMIER SEC ET DE LA CANNE DE MAÏS DANS UN MÉTHANISEUR

Exploitant d'une ferme familiale, Florian Christ s'est lancé en 2014 dans une aventure innovante : investir dans un méthaniseur en injection pour valoriser ses produits résiduels agricoles. PAR GÉRALDINE HOUOT

En 2014, lorsqu'il reprend la ferme de son père, une exploitation agricole familiale à Woellenheim (Bas-Rhin) qui comprend un élevage de vaches laitières et des cultures de maïs, Florian Christ souhaite diversifier ses sources de revenus tout en apportant une solution à ses résidus d'agriculture et effluents d'élevage. Il pense dans un premier temps faire de la cogénération électricité/gaz via une unité de méthanisation. Mais son projet n'est pas retenu par l'Ademe. Peu de temps après, profitant d'une nouvelle ligne de distribution de gaz réalisée par Gaz de Strasbourg, il monte un nouveau projet de méthanisation, en injection cette fois-ci.

UNE RESSOURCE COURANTE ET PEU EXPLOITÉE

L'Ademe accepte de soutenir le projet à hauteur de 757 000 euros sur un investissement prévu de 4,2 millions d'euros. « *Ce projet était intéressant car c'était l'un des premiers à injection porté par une ferme en Alsace. Il avait le mérite, en outre, grâce à un système innovant, de proposer de la méthanisation à partir de cannes de maïs, une ressource courante localement mais encore peu exploitée à l'époque* », explique Jonathan Muller, ingénieur énergies renouvelables à l'Ademe Grand Est, qui a instruit le dossier. Associé à un autre agriculteur et soutenu par deux banques (le CIC et deux agences locales du Crédit mutuel),

Florian Christ crée la SAS Méthachrist et inaugure son installation en 2016. Celle-ci est alimentée par le fumier sec et les cannes de maïs des deux agriculteurs, mais également grâce à des contrats passés avec d'autres exploitations locales pour augmenter la production.

UNE PROGRESSION RAPIDE

Selon un système construit et adapté par Florian Christ, ces déchets organiques sont dans un premier temps défibrés pour doubler leur

pouvoir méthanogène. Ils sont ensuite introduits dans le digesteur où le processus de fermentation anaérobie permet la production de biogaz et d'un digestat. Le biogaz est purifié puis injecté dans le réseau sous forme

La SAS devrait traiter, en 2018/2019, 16 000 tonnes de déchets et injecter 19 000 MWh sur le réseau.

de biométhane, une partie étant réservée pour alimenter la chaudière qui maintient la température des digesteurs. Le digestat est épandu chez les apporteurs de cannes de maïs.

Si le débit d'injection était au départ de 130 Nm³/h, il a rapidement augmenté. « *Nous avons eu quelques soucis qui nous ont obligés à réinvestir presque 900 000 euros pour améliorer les installations. Nous avons profité de ces investissements pour passer à un contrat de 145 Nm³/h puis de 200 Nm³/h en juillet dernier* », explique l'agriculteur qui optimise constamment son installation. La SAS Méthachrist devrait ainsi traiter, en 2018/2019, 16 000 tonnes de déchets (cannes de maïs, effluents d'élevage et biodéchets de l'industrie alimentaire), injecter 19 000 MWh sur le réseau et épandre environ 16 000 tonnes de digestat. ■

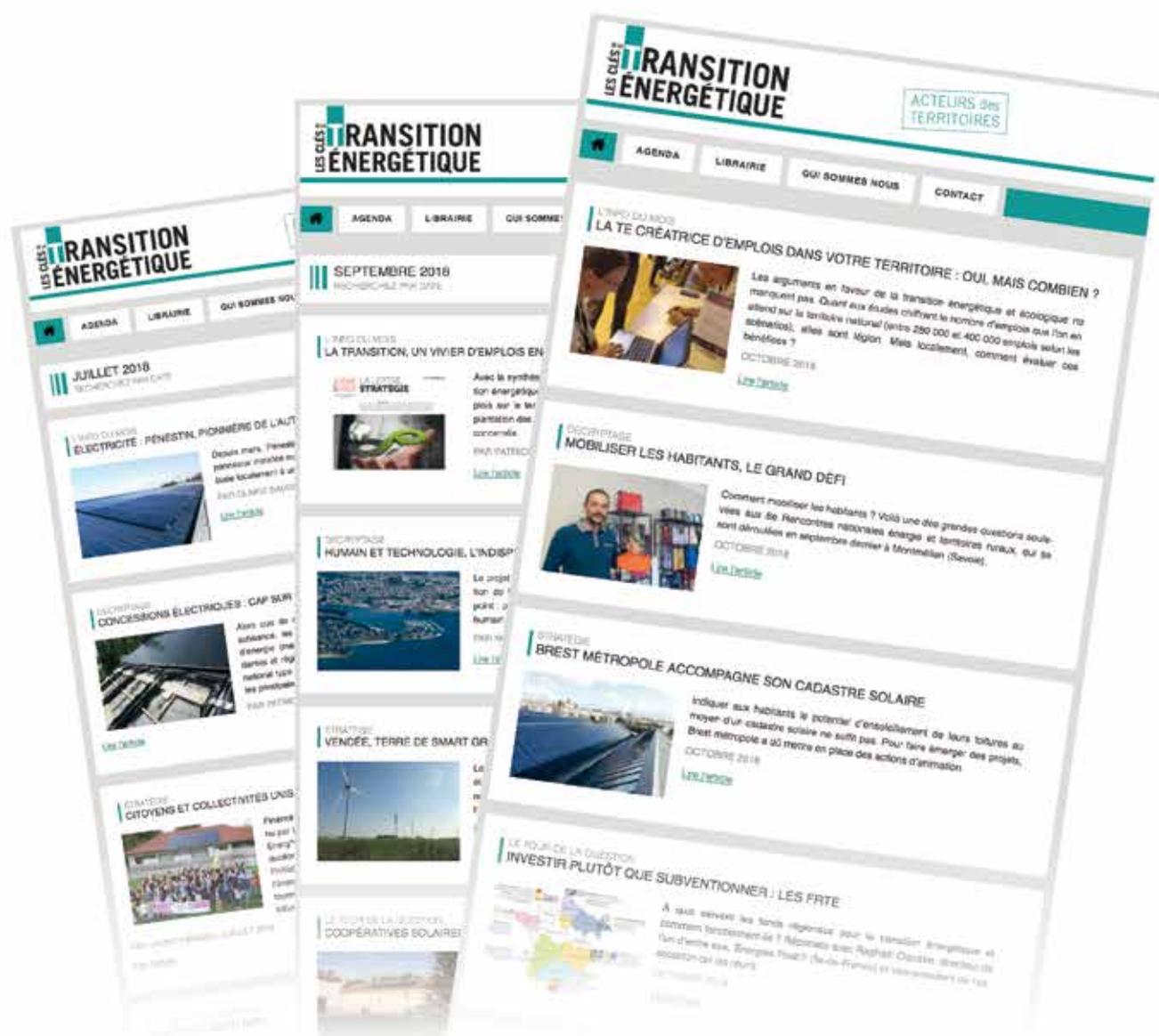
BIEN GÉRER L'APPROVISIONNEMENT

Florian Christ est très content de son installation, mais depuis qu'il est passé à un contrat d'injection de 200 Nm³/h, il stresse un peu. « *Il y a d'autres projets de méthanisation qui se sont montés et j'ai peur que la concurrence locale ne me fasse perdre des contrats d'approvisionnement en déchets* », confie-t-il.

La question des gisements locaux de déchets est en effet un élément que l'Ademe étudie de près avant de soutenir une nouvelle installation. « *Nous n'avons malheureusement pas de vision en temps réel des quantités absorbées par les méthaniseurs existants, explique Jonathan Muller, ce qui rend parfois l'étude des concurrences potentielles difficile.* »

MENSUEL, DIGITAL & GRATUIT

DE LA LES CLÉS **T**ransition ÉNERGÉTIQUE



TRANSITION ÉNERGÉTIQUE • PHOTOVOLTAÏQUE • GÉOTHERMIE • BIOMASSE • SMART-GRID • ÉNERGIES RENOUVELABLES • BIOGAZ
HYDROÉLECTRICITÉ • ÉNERGIES MARINES • FORMATIONS • SOLAIRE THERMIQUE • ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE • BOIS-ÉNERGIE
AUTOCONSOMMATION • STOCKAGE ÉLECTRICITÉ • BIOCARBURANTS EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE • MOBILITÉ • HYDROGÈNE • HYDROLIEN

Inscrivez-vous : clesdelatransition.org

BIOGAZ, UNE BELLE EMBELLIE

Après une dizaine d'années de maturation, la filière décolle. Les annonces ministérielles et la structuration des acteurs sont plutôt de bon augure pour atteindre les 10 % de gaz vert en 2030 dans les réseaux. PAR AUDE RICHARD

Que ce soit lors de salons, comme Biogaz Europe, ou de visites sur le terrain, l'enthousiasme de la filière méthanisation est palpable. La hausse des tarifs de 2016 commence à se répercuter en termes de nombre d'unités, avec près de 600 unités, dont 548 en cogénération et 44 en injection. Ce développement est tiré par l'injection en capacité totale installée, même si 70 % des unités qui voient le jour sont encore en cogénération. Le nombre d'installations subventionnées par l'Ademe (Fonds chaleur et Fonds déchets) repart à la hausse en 2017, avec 110 unités soutenues et 40 millions d'euros. Les acteurs ont le sourire.

ENTHOUSIASME CHEZ LES CONSTRUCTEURS

Les carnets de commande des constructeurs sont remplis, à l'image de celui d'agriKomp France, filiale du groupe allemand éponyme. Le leader de la méthanisation agricole, installé près de Blois (Loir-et-Cher), emploie aujourd'hui une cinquantaine de personnes. En dix ans, il a construit une cinquantaine d'installations en France. Cette année, 23 sont en cours de construction. Florent Thouminot, co-gérant d'agriKomp France : « Dans les deux ans à venir, nous allons plus que doubler cette base d'unités ! Cette situation reflète bien l'accélération du marché de la méthanisation agricole depuis la publication des nouveaux tarifs d'achat d'électricité en décembre 2016 – autant pour les projets en cogénération que pour les projets d'injection biométhane. »

600 unités, dont 548 en cogénération et 44 en injection. La hausse des tarifs de 2016 commence à se répercuter !

Dans un autre registre, Evergaz, développeur 100 % biogaz qui compte une vingtaine de salariés, voit son développement s'accélérer. Après des contrats décrochés en Allemagne et en Chine, il s'implante plus spécifiquement dans l'Oise, la Somme et l'Aisne. Avec Sicae-Oise, distributeur et fournisseur d'électricité, ils ont prévu d'investir 20 millions d'euros sur cinq ans dans les projets biogaz sur ces départements, via le projet "Hauts-de-France Méthanisation". Mi-avril, c'est un nouvel actionnaire qui est entré au sein de la société, Meridiam, un grand fonds infrastructure international qui possède 6,2 milliards d'euros en gestion ! En 2020, celui-ci investira près de 30 millions d'euros pour soutenir les centrales biogaz d'Evergaz. Un investissement qui montre l'intérêt que suscite dorénavant la méthanisation dans le monde économique et financier. Cet enthousiasme est également présent chez les acteurs réseaux. GRDF, GRTgaz et l'Ademe

ont étudié les conditions technico-économiques nécessaires pour atteindre le 100 % biogaz en 2050. L'ouverture des stockages souterrains au biométhane issu de méthanisation apporte de nouvelles solutions et les expérimentations de rebours et de réseau gazier intelligent se multiplient (lire p. 30-31).

UNE STRUCTURATION DE LA FILIÈRE

Cette dynamique positive a été renforcée par des annonces politiques. À la fin du mois de mars, le gouvernement a dévoilé 15 propositions après la mise en place d'un groupe de travail méthanisation. Un des premiers axes est de simplifier la réglementation (réduction des délais d'instruction, augmentation du seuil ICPE, guichet unique, suppression de l'étude d'impact et d'une enquête publique, création d'un "droit à l'injection", autorisation pour les engins agricoles de rouler au bio-GNV, évolution du statut de déchet du digestat vers un fertilisant...).

D'un point de vue économique, le gouvernement prévoit le lancement d'un appel d'offres pour les projets de méthanisation avec injection atypiques, la facilitation de l'accès au crédit, la mise en place d'un complément de rémunération pour les petites installations... Mais ce qui est en train de bien structurer la filière, c'est la mise en place d'une démarche qualité et de formations pour améliorer les bonnes pratiques. Le Club Biogaz de l'ATEE (Association technique énergie environnement) travaille par exemple sur la certification des "études et conception". Des formations diplômantes comme un certificat professionnel d'exploitant de méthanisation pourraient voir le jour. Grâce à ces bonnes pratiques, les acteurs de la filière espèrent rassurer les banques et obtenir des financements plus facilement. Un des principaux freins à lever pour un réel décollage.



ENVITEC BIOGAS

ENCORE QUELQUES AMÉLIORATIONS

Si la majorité de ces mesures font consensus, le monde agricole reste critique. L'Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF) est « fermement opposée à la sortie du digestat du statut de déchet » et rappelle « l'inadaptation des mécanismes d'appels d'offres au monde agricole ». Certaines dispositions réclamées par les professionnels manquent aussi à l'appel, comme la prolongation du tarif d'achat de quinze à vingt ans en injection, ou le passage d'un calcul mensuel des capacités d'injection à un calcul annuel. Sans

compter que plusieurs régions, comme le Grand Est, ont déjà consommé, en mars, les enveloppes 2018 dédiées de l'Ademe

Ces mesures suffiront-elles pour impulser une réelle dynamique et atteindre les 10 % de gaz vert dans les réseaux en 2030 ? Si la production de biométhane injecté a bondi de 89 % en 2017, le volume de 406 GWh ne représente que 0,1 % de la consommation totale... Pour le Syndicat des énergies renouvelables, le gaz renouvelable pourrait couvrir jusqu'à 30 % de la consommation française de gaz en 2030. Plus critique, Cédric de Saint-Jouan, président de France Biométhane, rappelle que l'objectif fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie pour 2018 semble difficilement atteignable : « Les annonces du groupe de travail assurent une visibilité pour la filière qui va lui permettre de continuer sur sa lancée actuelle, sans toutefois l'accélérer. » ■

BILAN DES AIDES ADEME POUR LE BIOGAZ

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Aides Ademe : Fonds déchets et chaleur (en M€)	2	2	6	7	26	37	33	39	39	37	41
Nombre de projets nouveaux	10	16	26	24	66	96	99	122	88	87	110
Production énergétique estimée en GWh/an	44	50	132	143	463	430	561	690	528	449	533



Salon Expobiogaz dont Biogaz Vallée est partenaire.

GRAND EST ET PAYS DE LA LOIRE : LA FILIÈRE MÉTHANISATION SE STRUCTURE

Cluster, projet de réseau, comité... Sur le terrain, les acteurs se mobilisent collectivement pour atteindre des objectifs ambitieux. Zoom sur deux régions emblématiques : les Pays de la Loire et le Grand Est. PAR AUDE RICHARD

Avec 26 MW installés à la fin de l'année 2017, 69 unités en fonctionnement⁽¹⁾ et une trentaine de constructions, la région Grand Est se place sur la plus haute marche du podium de la méthanisation, talonnée par les régions Bretagne et Nouvelle-Aquitaine. Quelle est la recette d'un tel dynamisme ? Bien sûr, le nombre d'unités dépend du potentiel de gisement. Mais pas que... Les acteurs de la filière sont déterminants.

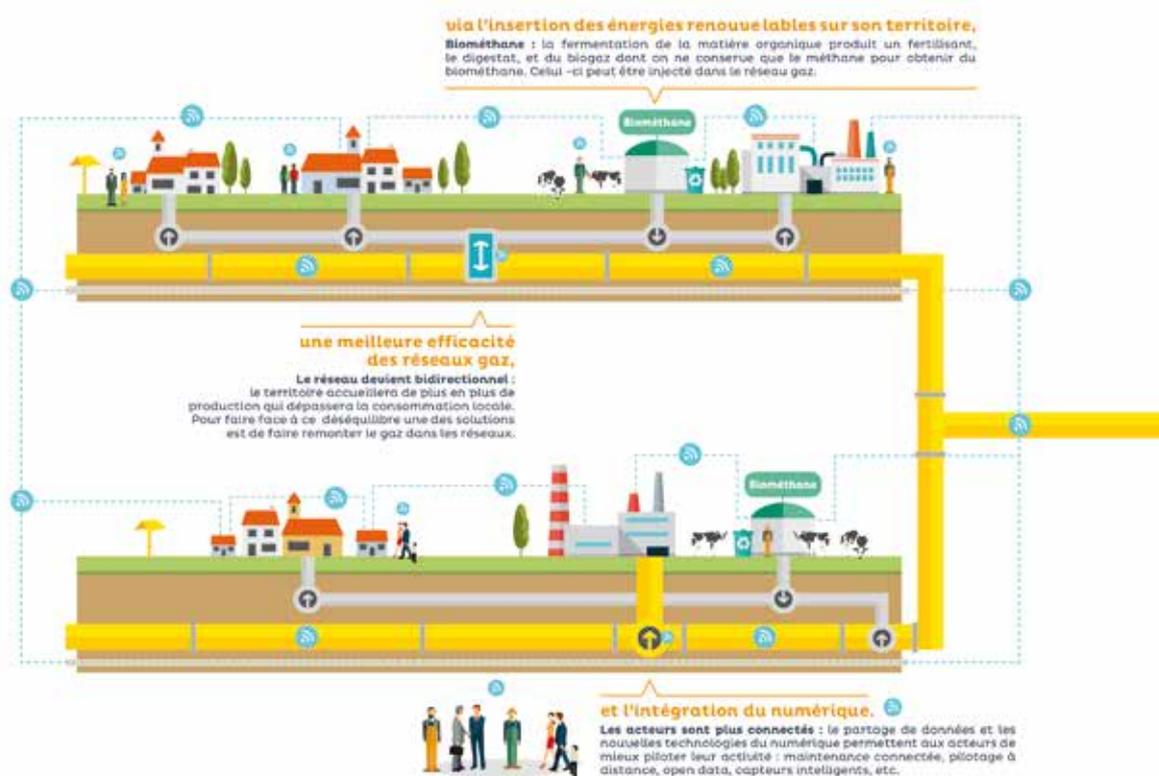
Depuis la fusion des trois anciennes régions (Alsace, Lorraine et Champagne-Ardenne), l'Ademe, la Dreal et le Conseil régional ont créé, à l'automne 2017, un comité technique qui regroupe une quarantaine d'organismes (gestionnaires de réseaux, banques, assurances, institutions, agriculteurs, méthaniseurs, chambres d'agriculture, entreprises agroalimentaires, agences de l'eau...) pour accompagner les porteurs de projets. « *C'était une nécessité de trouver un lieu pour se rencontrer, prendre de la hauteur sur la filière, partager les informations et les perspectives de développement* », explique Christelle Lancelot, responsable méthanisation à l'Ademe Grand Est. Trois groupes de travail sont en train de se créer sur le financement, l'acceptabilité et l'actualisation du gisement.

L'ambition de la région Pays de la Loire est forte : obtenir 30 % de biogaz dans le réseau en 2030.

Les objectifs pour la filière sont en train d'être construits, en cohérence avec les schémas régionaux (Sraddet, SRB, Climagri...).

UN CLUSTER NATIONAL POUR ACCOMPAGNER LES ENTREPRISES

Les entreprises de la filière sont, elles aussi, accompagnées par le cluster Biogaz Vallée. Créée en 2011, cette association d'envergure nationale regroupe environ 80 entreprises, dont 20 % du Grand Est. Elle travaille pour développer le marché, mettre en relation les entreprises via sa convention d'affaires par exemple (230 participants en 2017). Elle soutient également l'innovation, grâce à son démonstrateur CertiMétha, une unité de 100 kW en cogénération qui sera mise en service en 2019. Les entreprises pourront ainsi valider leur process et matériels à grandeur réelle. Autre axe de travail de Biogaz Vallée : l'accès aux financements pour les entreprises de la filière. « *Biogaz Vallée est là pour aider les entreprises de toute la France à créer de l'activité*



sur les territoires. Les groupements à l'échelle de chaque région sont importants pour bien connaître le contexte local et nous travaillons avec eux », souligne Grégory Lannou, le directeur.

DE NOUVELLES ALLIANCES

Un groupement à l'échelle d'une région, c'est ce que les Pays de la Loire ont lancé officiellement le 23 mars, via le cluster Méthatlantique, qui regroupe déjà 25 entreprises. Les acteurs ont pris les choses en main sous l'impulsion de la région. Même si les Pays de la Loire ne comptent "que" 40 unités de méthanisation⁽¹⁾ en fonctionnement, l'ambition est forte : obtenir 30 % de biogaz dans le réseau en 2030.

« L'objectif est ambitieux, mais on y croit. Seulement 3 % des effluents d'élevage sont incorporés en Pays de la Loire. Il y a du potentiel ! 48 nouvelles mises en service sont prévues pour 2021 en méthanisation. Mais pour cela, on a besoin de mieux se connaître, car la filière méthanisation, c'est encore le Far West », indique Patrice Lejeune, président de Méthatlantique et directeur développement France de Xergi. Le cluster travaille sur le financement, le retour au sol du digestat et la formation. Il a déjà agrémente une formation de l'association Aile et tisse des liens avec les écoles et les établissements de recherche.

Le projet West Grid Synergy pilotera la production en fonction des consommations.

En marge de cette association, les acteurs nationaux déclinent leurs actions en région. La FNSEA, les chambres d'agriculture et l'Association des agriculteurs méthaniseurs de France ont concrétisé leur partenariat national pour la première fois en région, mi-avril en Loire-Atlantique. Ils ont réuni de nombreux agriculteurs pour les sensibiliser au gaz vert. Un travail est aussi en cours auprès des parlementaires désireux de mieux connaître cette énergie.

DU REBOURS ET DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

Ces deux régions ont de fortes ambitions pour le biogaz et les gestionnaires de réseau anticipent déjà la saturation du réseau. À Troyes (Aube), Pontivy (Morbihan) et Pouzauges (Vendée), des expérimentations de rebours (alors que le réseau de gaz est normalement unidirectionnel, le "rebours" autorise des flux inversés) vont débuter. Dans l'Aube, GRDF fera un démonstrateur sur son réseau de distribution. Dans l'Ouest, il s'agit d'acheminer le biométhane du réseau de distribution au réseau de transport, entre GRDF et GRTgaz. Les démonstrateurs devraient être opérationnels en 2019. Ils s'inscrivent dans un projet de territoire plus large, le West Grid Synergy, premier démonstrateur de réseau de gaz intelligent. Le but est d'ajuster l'adéquation entre production et consommation. « Il existe un enjeu technique pour répondre à l'ambition de la région. Mais le but est surtout d'associer un maximum d'acteurs du territoire, syndicats d'énergie, collectivités et population, pour réguler les différents usages », explique Jean-François Cerles, directeur territorial GRDF Pays de la Loire. ■

⁽¹⁾ Source : Service de la donnée et des études statistiques, 1^{er} trimestre 2018



DU BIOGAZ DANS LES VILLAGES SAVOYARDS

Loïc Détruche, éleveur, a monté son unité de méthanisation il y a un peu moins d'un an, près de la frontière suisse. Après plusieurs années de montage de projet, il est satisfait de son système en injection, tant au niveau technique que financier.

TEXTES ET PHOTOS PAR AUDE RICHARD

À 28 ans, Loïc Détruche s'occupe du méthaniseur qu'il a installé en juin 2017 sur la ferme familiale à Veigy-Foncenex, en Haute-Savoie. Rigoureux et entrepreneur, il en fait peu à peu son métier, à côté de l'élevage de bovins et de poules pondeuses du Gaec La Neveuse. *« Comme nous avons porté le projet de A à Z, nous avons préféré embaucher un salarié pour nous aider sur la partie agricole plutôt que sur la méthanisation. C'est devenu une véritable passion... »*

La SAS Meuhvelec est la première unité individuelle en injection sur le réseau de gaz de GRDF de l'ancienne région Rhône-Alpes. Il aura fallu près de cinq ans entre l'idée et les premiers watts de gaz. D'abord étudié pour chauffer la piscine municipale avec la cogénération, le projet a évolué en 2015-2016 vers l'injection. Au départ, Loïc Détruche a dû faire face à des oppositions locales. Bien que le Gaec soit le dernier éleveur de ce village de 3 500 habitants, la mairie s'est montrée assez réticente. Puis, les riverains, situés à une centaine de mètres de l'installation, sont aussi montés au créneau. *« J'ai failli abandonner à cause de tous les papiers et du voisinage »,* admet le jeune homme.

Il a aussi fallu convaincre la banque... L'investissement de 3,2 millions d'euros a été subventionné à hauteur de 20 %, soit 675 000 euros (300 000 euros par l'Ademe, 225 000 euros par le Conseil départemental



Loïc Détruche.



et 150 000 euros par la région). Le Gaec a investi en propre 250 000 euros et a contracté un prêt sur treize ans. Le gaz est acheté à 12,3 euros/Nm³h par Save (un acheteur de biométhane) et il est garanti sur quinze ans. « Avec un contrat d'achat sur vingt ans, le montage financier aurait été beaucoup plus simple », souligne Loïc Détruche. Néanmoins, le chiffre d'affaires annuel devrait s'élever à 750 000 euros et l'unité rentabilisée en neuf ans.

DES DÉCHETS À MOINS DE 25 KM
D'une puissance de 65 Nm³/h, l'équivalent de 250 kW, le digesteur est alimenté par 10 000 tonnes d'intrants par an. 60 % pro-

L'unité de Loïc Détruche devrait être rentabilisée en neuf ans.

viennent de la ferme familiale : 5 500 tonnes de lisier majoritairement, un peu de fumier de volaille, de fumier de cheval ou d'intercultures. Le reste provient de silos de la coopérative, de restaurants, de supermarchés et d'un abattoir. Il s'agit essentiellement de graisses, un coproduit très méthanogène. Un hygiéniseur a été installé en amont du digesteur pour les traiter. Et pourquoi pas des déchets ménagers en provenance des habitants ? « Chez les particuliers, les quantités sont trop petites et le tri n'est pas bien réalisé. Pour les graisses, je passe par des collecteurs de déchets, comme Ortec, la Scavi ou Icart qui me garantissent des déchets "corrects" », détaille Loïc Détruche.

Installé à 10 km de Genève (Suisse), l'agriculteur reste confiant pour alimenter son méthaniseur. Les coproduits proviennent d'un rayon de 25 km autour de l'exploitation, sans contrat.

« Il y a un fort potentiel de déchets en Suisse, même si la réglementation pour les importer est compliquée. » Le gaz obtenu est épuré grâce à une membrane. Le taux de méthane est ainsi de 96,5 % minimum avant l'injection.

« J'ai failli abandonner à cause de tous les papiers et du voisinage. »

EN CHIFFRES

Puissance : 65 Nm³/h
Prix de vente du gaz : 12,3 €/Nm³h
Investissement : 3,2 M€
Aide de l'Ademe : 300 000 €

LES ACTEURS DU PROJET

Bureau d'études : Méthalac
Construction digesteur : B2S
Construction épuration : Prodeval
Maintenance et suivi : Biogaz Service

DEUX VILLAGES ALIMENTÉS

Le réseau de gaz est à peine à 250 mètres de l'unité. Pourtant, Loïc Détruche a déboursé près de 80 000 euros pour le raccordement. Christophe Bellet, directeur des projets biométhane à GRDF, explique pourquoi un tel coût. « Il faut compter environ 100 euros/mètre linéaire. Dans le cas de la SAS Meuhvelec, il a fallu modifier les postes d'alimentation du réseau, de 8 à 4 bars pour absorber la production et injecter sur Douvaine, la ville voisine, car il n'y avait pas assez de consommation à Veigy-Foncenex. » Le biométhane alimente donc les deux villages, à hauteur de 40 % des besoins des habitants. « Aujourd'hui, la production de gaz est en parfaite adéquation avec la consommation. Néanmoins, on pourra augmenter la puissance du digesteur si les consommations sont à la hausse. Au regard de la pression foncière dans le secteur, c'est fortement possible », conclut l'agriculteur méthaniseur. ■



COOPERL : RIEN NE SE PERD, TOUT SE TRANSFORME !

La coopérative bretonne mène un projet hors norme, avec des intrants bien spécifiques et sans épandage. Un modèle de méthanisation unique en adéquation avec son territoire. PAR AUDE RICHARD

« **J**e ne suis pas "pro méthanisation", je suis même opposé à certains modèles qui font croire que c'est une solution extraordinaire. Tous les intrants ne sont pas méthanisables, lance Franck Porcher, directeur de la branche environnement de la Cooperl. Il faut que cela apporte une réelle solution, technique et économique, à nos éleveurs. »

Malgré ses réticences, la coopérative bretonne, spécialisée dans la production porcine (7 000 salariés, 2 500 éleveurs adhérents), s'est quand même lancée dans la méthanisation. Mais elle a mis au point un modèle de production de biogaz très spécifique. Pendant trois ans, elle a cherché une recette d'intrants, sécurisée et rentable.

Dans ce système, pas d'apport de lisier dans le méthaniseur. La séparation entre urine et fèces se fait directement sur l'élevage.

Les 156 000 tonnes de coproduits organiques sont constitués de deux matières premières : des fèces d'une centaine d'élevages de porcs et des coproduits d'eau usée provenant d'une usine d'industrie de la viande de la Cooperl.

Bien que l'on soit en Bretagne et contrairement aux méthaniseurs classiques, il n'y a pas d'apport de lisier dans le méthaniseur. La séparation entre l'urine et les fèces se fait directement sur l'élevage. « Nous apportons au méthaniseur seulement une fraction méthanogène des lisiers produits en élevage. Ce système de haute technologie permet d'apporter une solution vertueuse et environnementale à nos éleveurs. Nous



Le site de Lamballe, en construction depuis cet automne, produira 79 GWh de gaz vert, soit l'équivalent de 40 %-45 % de la consommation de la ville de Lamballe l'hiver et 80 % à 100 % l'été.



L'installation de la Cooperl est gigantesque : deux digesteurs de 5 000 m³ (18 m de diamètre sur 22 m de haut), un post-digesteur, une épuration membranaire. C'est le plus gros poste d'injection sur le réseau GRDF en France.

leur achetés les fèces 20 euros/t. Ils peuvent ainsi financer le système et des bâtiments modernes », précise Franck Porcher.

PAS D'ÉPANDAGE DE DIGESTAT

Ce procédé a été testé sur un méthaniseur d'1 m³, puis sur un de 30 m³, un de 1 500 m³ en Chine et, aujourd'hui, de 15 000 m³ à Lamballe (Côtes-d'Armor). La Cooperl a dimensionné, construit et va exploiter ses quatre méthaniseurs de A à Z.

À partir de 2019, celui de Lamballe produira du biométhane (79 GWh/an) qui sera injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel. Baptisée "Émeraude bio-énergie", l'installation possède une autre particularité. Contrairement au site de méthanisation agricole classique, le digestat ne sera pas épandu. Il sera séparé en deux phases : le liquide sera traité et lavé pour obtenir du sulfate d'ammonium (un fertilisant commercialisable) et de l'eau pure pour le process d'une des usines du groupe. La partie solide sera séchée et utilisée dans l'usine de fertilisation de la Cooperl. Grâce à ce travail d'adaptation, l'investissement de 15,6 millions d'euros devrait être rentabilisé « très rapidement », en moins de sept ans. ■

COOPÉRATIVES ET NÉGOCES, DES ACTEURS CLÉS DE LA MÉTHANISATION

Le biogaz semble l'énergie la plus légitime pour le secteur agricole, principal apporteur de matière première. Si l'on pense instinctivement aux coopératives laitières, viticoles ou de transformation qui possèdent des déchets, les collecteurs de grains ne sont pas en reste. Les issues de céréales et leur fort pouvoir méthanogène se négocient entre 30 et 40 euros/t, voire jusqu'à 80 euros/t dans certains secteurs. Pourtant, force est de constater que jusqu'à présent, les entreprises de la distribution sont restées plutôt frileuses sur le sujet des énergies renouvelables.

Dans la méthanisation, certaines ont saisi le train en marche et accompagnent leurs agriculteurs (Maisadour, la Cavac...). Quelques-unes portent des projets. C'est le cas de Triskalia, Agropithiviers, la Scara ou encore les Établissements Cosset, dans les Deux-Sèvres, qui ont mis en service, en novembre 2017, une unité de méthanisation de 80 Nm³/h. « Les énergies ont changé la perception de nos voisins sur notre entreprise. Il y a beaucoup de choses à faire avec la méthanisation.

Aujourd'hui on injecte, mais peut-être que demain on vendra du bio GNV. C'est enthousiasmant », juge Olivier Jalleau, responsable de l'entreprise. Enfin, d'autres coopératives ont choisi d'être en pointe dans la recherche, comme Terrena dans la petite méthanisation ou Vivescia et son bureau d'études Omnisolis dans la voie sèche.

Damien Mathon, délégué général de la Fédération du commerce agricole et agroalimentaire, ancien délégué du Syndicat des énergies renouvelables, estime qu'« il est nécessaire de créer davantage d'interface entre le monde agricole et celui de l'énergie. Le négoce est un partenaire pertinent en tant que collecteur de matière première. Il possède une vision des flux à la maille territoriale et inscrit ses projets dans la durée. Il a un rôle essentiel à jouer dans le développement du biométhane qui va, j'en suis certain, se développer fortement. Grâce à sa proximité avec les agriculteurs, les négociants sont bien placés pour co-investir dans des unités avec des agriculteurs ».

DE LA SPIRULINE CHAUFFÉE PAR LE BIOGAZ

Dans le Pas-de-Calais, six exploitations agricoles se sont associées pour produire du biogaz et de la spiruline. Une façon originale de valoriser la chaleur, mais surtout une nouvelle activité, en plein boom ! PAR AUDE RICHARD



À Valhuron, près de Béthune (Pas-de-Calais), la spiruline pourrait passer pour une culture exotique. Cette micro-algue, consommée comme complément alimentaire, est une habituée du climat méditerranéen. Mais elle s'épanouit quand même sous les latitudes des Hauts-de-France. Et ce, grâce à la méthanisation ! En 2014, lorsque six exploitations agricoles réfléchissent à un projet de biogaz, le constructeur Aes Dana, qui a lui-même pris des parts dans la SAS Métha Ternois (le collectif des six fermes), propose de valoriser la chaleur dans des bassins de spiruline. Une unité de 250 kW en cogénération est construite, ainsi que des bassins de 560 m² pour la production d'algue.

Sur les 250 kWth de puissance de l'installation de biogaz, 140 sont alloués à la spiruline et 110 au process du méthaniseur. La chaleur chauffe un fluide à 65 °C, qui circule dans un plancher chauffant, sous le bassin de spiruline. « *Été comme hiver, l'eau des bassins est chauffée à 35 °C. Nous produisons toute l'année, mais quatre fois plus l'été que l'hiver. Ce n'est pas la chaleur qui nous bride, mais l'ensoleillement. Les résultats restent très corrects. Nous produisons 500 kg de matière sèche par an, soit 0,9 kg/m², légèrement au-dessus de la moyenne nationale à 0,8 kg/m²* », explique Loïc Anselin, salarié chargé de l'atelier spiruline, embauché il y a trois ans. Sur les 2,76 millions d'euros d'investissement, l'atelier spiruline ne représente que 350 000 euros. Une petite somme à l'échelle du projet, mais qui est quatre fois plus élevée qu'une installation classique dans le sud de la France. Le projet global a bénéficié d'une subvention de 349 000 euros de l'Ademe et de 200 000 euros de la BPI.

INTÉRESSANT MÊME SANS LA PRIME CHALEUR

Le temps de retour sur investissement pour le méthaniseur est estimé à huit ans, avec une prime chaleur de 80 000 euros par an. En 2016, l'unité fonctionne bien et les associés décident alors d'ajouter un deuxième moteur

« Valoriser la chaleur de cette manière évite de faire tourner les aérothermes pour évacuer la chaleur des moteurs. »

de 250 kW à l'installation. Entre temps, les tarifs d'achat de l'électricité ont été revalorisés et la prime chaleur a été supprimée. Les associés ont dû faire un choix, rester sur l'ancien tarif ou bien passer au nouveau (supérieur), car il ne peut y avoir qu'un contrat pour les deux moteurs. « *Nous avons privilégié l'augmentation des tarifs de 0,4 centime d'euros. Nous nous sommes posé la question d'arrêter la spiruline, mais l'activité commerciale était déjà bien développée. Nous vendons à des magasins de sport ou d'alimentation. Même sans la prime chaleur, il est intéressant de produire de la spiruline. Valoriser la chaleur de cette manière évite de faire tourner les aérothermes pour évacuer la chaleur des moteurs et permet l'économie de 8 000 euros par an d'électricité par moteur. L'atelier spiruline ajoute du crédit à notre démarche d'économie des énergies* », détaille Loïc Anselin. Dans deux ans, les agriculteurs comptent atteindre le point d'équilibre avec un chiffre d'affaires annuel de 95 000 euros pour la spiruline, contre 75 000 euros aujourd'hui. Et pourquoi pas remonter un autre bassin de 550 m² ! ■

QUANTIFIER LES FUITES POUR AMÉLIORER L'EXPLOITATION

Certaines fuites de biogaz pourraient être atténuées, en particulier celles liées au fonctionnement de la soupape de sécurité. Le point avec l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture.

PAR AUDE RICHARD

Sur un méthaniseur, on pouvait, jusqu'à présent, détecter les fuites de biogaz, mais il était difficile de les quantifier. Un projet de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Irstea), financé par l'Ademe et sous la coordination de Thierry Bioteau, géomaticien, a permis de mettre au point une méthode pour détecter les fuites, les quantifier et évaluer leur impact sur l'environnement.

Un site de méthanisation agricole traitant des effluents d'élevage, déchets agroalimentaires et des graisses a fait l'objet de deux campagnes de mesure permettant la détection et la quantification des fuites via

l'usage d'une caméra infrarouge. Pour Lynda Aissani, ingénieure de recherche à l'Irstea, il faut distinguer deux types de fuites. « *Il y a les fuites liées à la soupape de sécurité quand le digesteur est*

en surpression et les fuites résiduelles liées au génie civil du digesteur. » Sur le site, les fuites résiduelles observées étaient faibles et stables au cours des deux campagnes : autour de 0,2 % de la production de biogaz. Les fuites résultant de l'ouverture de la soupape sont quant à elles plus élevées, de l'ordre de 5 % lors d'un fonctionnement sans avarie moteur.

L'utilité de la soupape de sécurité est incontestable, afin de sécuriser le site de méthanisation.



IRSETA

en surpression et les fuites résiduelles liées au génie civil du digesteur. » Sur le site, les fuites résiduelles observées étaient faibles et stables au cours des deux campagnes : autour de 0,2 % de la production de biogaz. Les fuites résultant de l'ouverture de la soupape sont quant à elles plus élevées, de l'ordre de 5 % lors d'un fonctionnement sans avarie moteur.

biogaz. Par exemple, les soupapes contrôlées par un système hydraulique demandent un entretien régulier du niveau d'eau. En cas d'oubli, le clapet s'ouvre trop rapidement lors d'une faible surpression. Par ailleurs, le fait de torcher le biogaz libéré pour cause de surpression permettrait d'émettre du CO₂ et non du méthane (le CO₂ contribue moins à l'augmentation de l'effet de serre que le méthane). Quel que soit le scénario modélisé et les taux de fuites testés, la méthanisation apparaît comme moins contributive à l'effet de serre, comparé au stockage et à l'épandage direct des effluents. Ces résultats ne concernent qu'une seule exploitation et ne peuvent pas être généralisés. L'Irstea compte poursuivre cette thématique de recherche en menant des expérimentations sur d'autres installations. ■

PILOTER LES SOUPAPES DE SÉCURITÉ

L'utilité de la soupape de sécurité est incontestable, afin de sécuriser le site de méthanisation. Aussi, la surveillance attentive de cet organe de sécurité est importante pour optimiser la valorisation économique et environnementale du



XAVIER CHOLIN

LE CESI, UN ATOUT POUR SON LOGEMENT

Le chauffe-eau solaire individuel n'a pas le vent en poupe. Il représente pourtant une solution sûre pour le chauffage de l'eau sanitaire, nécessitant peu de maintenance. PAR GÉRALDINE HOUOT

Le chauffe-eau solaire individuel (Cesi) peut, selon la région et la taille de l'installation, couvrir 50 à 80 % des besoins moyens annuels en eau chaude sanitaire. Il bénéficie d'une bonne image auprès des Français (selon une étude publiée récemment par Observ'ER¹) mais est peu prescrit par les chaudiéristes. Le prix à l'investissement, de 6 000 à 7 000 euros TTC, reste en outre un frein pour les ménages et les ventes s'érodent (5 400 unités ont été livrées en 2017 contre 7 300 en 2016, selon Uniclimate). « Pour arriver à compresser les prix, les industriels relèvent la nécessité de voir le marché décoller. C'est le serpent qui se mord la queue », analyse Céline Laruelle, ingénieure au service bâtiment de l'Ademe.

Une fois l'investissement réalisé, le Cesi présente l'avantage de durer plus de vingt ans

(lire encadré ci-contre), avec peu de maintenance. Il peut alimenter les robinets des salles de bains et cuisines, mais également des machines, comme un lave-linge. C'est le cas de l'installation de Xavier Cholin, expert en solaire thermique à l'Institut national de l'énergie solaire (Ines, en Savoie), qui bénéficie d'un suivi de l'institut et fête cette année ses dix ans. Le système a été dimensionné pour quatre à huit personnes, mais ils ne sont plus que deux. Il est donc actuellement surdimensionné.

« Les Cesi sont des systèmes fiables, sans beaucoup d'électronique. »

« Ce n'est pas gênant, car notre vase d'expansion est adapté. En outre, cela permet à notre installation de couvrir 80 % des besoins en eau chaude de la maison », observe l'expert.

DES PANNES RARES

Les capteurs font près de 5 m² et sont associés à un ballon de 300 litres solaire/électricité. Celui-ci alimente les deux salles de bains et le lave-linge. Sa machine ne possédant qu'une

seule entrée d'eau, comme la plupart des modèles, il a investi dans un dispositif électronique qui pilote des vannes sur l'eau chaude et froide. « Lorsque l'on veut faire une machine, il suffit d'indiquer à la fois sur

celle-ci et sur le boîtier du dispositif la température voulue. Il ne faut pas en effet que l'eau du Cesi arrive à 60 °C dans la machine si l'on veut laver à 30 °C ! », explique-t-il. En dix ans, il a seulement changé la résistance électrique du ballon et les clapets anti-retour qui empêchent le fluide caloporteur de circuler dans le mauvais sens.

Propriétaire à Poitiers d'un Cesi également depuis dix ans, Claire Lucchese-Anglade n'a, quant à elle, jamais eu d'incident. Son installation de 4 m² alimente un ballon de 200 litres qui contient un échangeur raccordé aux capteurs solaires, un autre à une chaudière à granulés de bois, et une résistance électrique. Les capteurs chauffent le ballon en priorité. Lorsqu'un appoint est nécessaire et que la chaudière à granulés fonctionne, elle prend le relais. Sinon, c'est la résistance électrique qui assure le complément d'énergie.

DES CONTRÔLES FRÉQUENTS

Le ballon alimente les deux salles de bains et l'évier de la cuisine, la maison étant occupée par cinq personnes. « *Les Cesi sont des systèmes fiables, sans beaucoup d'électronique*, souligne Claire Lucchese-Anglade, qui a choisi de ne pas prendre de contrat de maintenance. *J'effectue régulièrement quelques contrôles de base, mais rien de très compliqué.* » Xavier Cholin confirme : « *La plupart des vérifications peuvent être réalisées par les usagers. Il est par exemple préconisé de couper l'appoint l'été, ce qui permet de vérifier tout de suite si l'installation fonctionne. Il faut également surveiller régulièrement que la température des capteurs et celle d'entrée et de sortie du ballon sont cohérentes, et que la pression du circuit primaire est bonne.* »

À cela s'ajoutent d'autres contrôles à réaliser tous les trois à cinq ans, comme celui de l'anode sacrificielle qui protège les installations de la corrosion et celui de la qualité du fluide caloporteur. « *Plus techniques, ils peuvent être faits par des bricoleurs avertis mais, la plupart du temps, ce sont des professionnels qui les réalisent* », affirme Xavier Cholin. Les deux propriétaires sont au final très contents de leur achat. Claire Lucchese-Anglade n'a qu'un seul regret : ne pas avoir d'indicateur lui permettant de connaître la part de chaleur apportée par le soleil, le bois ou l'électricité... ■

(1) *Suivi du marché français 2017 des applications individuelles solaires thermiques.*



CLAIRE LUCCHÈSE-ANGLADE

Combien de temps vit un Cesi ?

Bien conçus, utilisés correctement et régulièrement entretenus, les éléments d'un Cesi ont une durée de vie : de vingt à trente ans pour des capteurs plans de qualité (certains constructeurs les garantissent dix ans) ; de quinze à vingt ans pour un ballon performant, avec un suivi régulier ; d'environ dix ans pour le circulateur et les sondes de température de la régulation.

Un investissement accompagné par le Cite

Actuellement, les particuliers peuvent bénéficier du crédit d'impôt transition énergétique (Cite) de 30 % pour l'installation d'équipements solaires thermiques de production d'eau chaude sanitaire, ainsi qu'une TVA à 5,5 % pour l'équipement. Mais, en 2019, le Cite devrait être transformé en prime afin que les ménages en profitent dès l'achèvement des travaux.

À MERVILLE, L'INDUSTRIEL LYS-SERVICES ET SES 1 200 M² DE CAPTEURS SOLAIRES...

Très consommatrice d'eau chaude, l'entreprise Lys-Services, spécialisée dans le lavage de cuves de transport, fait le pari du thermique solaire pour réduire ses coûts et gagner en indépendance énergétique. PAR GÉRALDINE HOUOT

Pa moins de 1 200 m² de capteurs ! L'installation solaire thermique à venir de la société Lys-Services (à Merville, Nord) fait partie des exemples emblématiques de grandes installations qui commencent à émerger dans le secteur industriel. Le projet est né en 2015, lorsque l'entreprise a été démarchée par le spécialiste du solaire thermique Sunoptimo. « *Il nous proposait d'installer des capteurs pour notre consommation d'eau chaude sanitaire. Je me suis dit que ce serait plus intéressant pour couvrir nos besoins en eau chaude liés à nos procédés industriels, qui sont très élevés* », explique Denis Godefroy, gérant de l'entreprise. Filiale de la société Godefroy, celle-ci est spécialisée dans le lavage de cuves de transport et consomme en effet 60 à 70 m³ par jour d'eau chauffée à 80 °C.

Avec l'aide du bureau d'études Tecsol, un projet est monté. Sunoptimo propose à Lys-Services de le faire bénéficier de sa technologie Opticube, un système sous forme de kits solaires intégrés à des containers installés au sol, qui permet de réduire le temps de travaux et les coûts par rapport à une installation classique (*lire encadré ci-dessous*). Quatre containers de 120 capteurs sont prévus, devant assurer un taux de couverture



« À ce tarif, le solaire thermique devient concurrentiel par rapport aux énergies fossiles. »

de 36,3 % (460 kWh/m²), soit 924 TEP sur vingt ans, l'appoint étant fait au gaz. Le dossier est sélectionné par l'Ademe, dans le cadre de l'appel à projets "Grandes installations solaires thermiques" en 2017. Sur un investissement prévu de 790 257 euros HT, l'agence accepte de financer 63 % du projet, ramenant le prix à un niveau très intéressant de 670 euros/m². Le coût actualisé de l'énergie sur vingt ans, estimé sans aide à 100 euros/MWh, passerait quant à lui à 44 euros/MWh. « *Ce qui est intéressant, c'est qu'à ce tarif, le solaire thermique devient concurrentiel par rapport aux énergies fossiles. Cela montre qu'il a toute sa place dans l'industrie, y compris dans la région des Hauts-de-France*, commente François Boisieux,

OPTICUBE, LE CONTAINER MARITIME TRANSFORMÉ EN CENTRALE SOLAIRE

Développé par Sunoptimo, Opticube est un kit solaire composé d'un conteneur maritime de 20 pieds (6 mètres), dans lequel la partie hydraulique est prémontée. Les capteurs solaires sont positionnés sur une structure métallique fixée sur le container placé au sol. Selon Sunoptimo, le système permet de réduire le coût total de 40 % par rapport à une installation classique.

animateur EnR, Qualité de l'air et Adaptation au changement climatique à l'Ademe. Le maître d'ouvrage gagne en outre en indépendance énergétique et se prémunit des hausses brutales des énergies fossiles. Il maîtrise mieux ses coûts.»

Lys-Services va malheureusement rencontrer quelques problèmes. « Une fois le dossier accepté, je me suis tourné vers la mairie pour faire une demande de travaux, comme prévu. Mais, étant donné que le lieu est un site industriel classé sous la rubrique 2795, la communauté urbaine m'a dit qu'il fallait que je fasse une demande de permis de construire, ce qui nécessitait une enquête publique. Or, l'entreprise n'est pas très loin d'un petit aérodrome qui a transmis le dossier à la direction général de l'aviation civile. Résultat, j'ai dû faire faire une

La couverture des besoins en eau chaude est estimée à 35 %, soit 20 000 euros par an d'économie.

et 130 tonnes de production de CO₂ évitées, selon Tecsol. « Ce qu'il faut retenir de ce chantier, c'est que les porteurs de projet doivent essayer au maximum d'anticiper les contraintes réglementaires », commente François Boisleux. L'installation des containers Opticube devrait commencer cet été, avec une mise en service prévue mi-septembre. « J'avoue que j'ai failli abandonner à certains moments, commente Denis Godefroy. Mais je suis content de ce choix. J'ai vraiment hâte que la centrale fonctionne. » ■

étude d'éblouissement qui nous a obligés à orienter les panneaux à l'ouest, et non au sud, et les travaux ont pris beaucoup de retard », déplore Denis Godefroy.

Le changement d'orientation des panneaux devrait entraîner une perte de production de 5 à 6 %, estime Sunoptimo. Le projet reste cependant très intéressant, avec une couverture des besoins en eau chaude estimée à 35 %, soit 20 000 euros par an d'économie



OUI, LE SOLAIRE EST INTÉRESSANT DANS LES HAUTS-DE-FRANCE

Le 26 mars dernier, à l'occasion de la Journée technique "Pleins phares sur le photovoltaïque et thermique en Hauts-de-France", organisée par le cluster sur les écotechnologies CD2E et l'Association technique énergie environnement (ATEE) à Douai, la région Hauts-de-France, l'Ademe Hauts-de-France, la CCI de région Hauts-de-France et le CD2E ont lancé le Collectif régional du solaire (Corésol). Le but : travailler collectivement au développement et à la massification du solaire thermique et du photovoltaïque en région en contribuant à atteindre l'un des objectifs de la dynamique des Hauts-de-France REV3 en faveur de la transition énergétique et des technologies numériques : couvrir 100 % des besoins énergétiques de la région par la production d'énergies renouvelables d'ici à 2050.

• Plus d'informations sur rev3.fr

LE SOLAIRE THERMIQUE AU SERVICE DE LA NUTRITION ANIMALE

Comme son nom l'indique, Nutri-future prod se veut une usine du futur innovante. Très consommatrice d'eau chaude, elle a choisi d'installer 215 m² de capteurs solaires thermiques sur son toit. PAR GÉRALDINE HOUOT

Tony Macé a dû batailler. Mais il a réussi à convaincre le groupe Michel, spécialisé dans la nutrition animale, d'équiper le toit de son usine de fabrication de nutraceutique d'une installation solaire thermique. « J'avais un chauffe-eau solaire individuel chez moi et j'étais convaincu de l'utilité d'une tel système pour notre usine Nutri-future Prod. Nous avons des besoins en eau chaude très importants pour différentes phases du processus industriel. Le prévisionnel faisait état d'une consommation annuelle de 6 500 m³ d'eau à 55 °C et de 2 500 m³ d'eau à 90 °C, soit 336 000 kWh nécessaire par an ! », rapporte Tony Macé, le directeur industriel de l'usine.

30 % DES BESOINS COUVERTS

C'était en 2013. Depuis, les travaux ont été réalisés et l'installation solaire a été mise en service en mai 2015 à Loudéac (Côtes-d'Armor). Elle fait 215 m² et est orientée plein sud. Elle a coûté 175 000 euros, sur un total de 2,2 millions d'euros d'investissement pour la construction

de l'usine, pris en charge à hauteur de 60 % par l'Ademe, dans le cadre du Fonds chaleur. « Grâce à cette aide, nous avons calculé un temps de retour sur investissement de neuf ans, ce qui est beaucoup dans l'industrie. Mais l'installation est à la hauteur de nos attentes : elle a couvert en moyenne 36 % de nos besoins en 2017. Elle donne une bonne image de l'usine, qui, comme son nom l'indique, se veut être une usine du futur », affirme le directeur.

L'appoint est assuré à la fois par le gaz et l'électricité. En tout, 20 tonnes de CO₂ sont évitées par an grâce à l'installation solaire qui produit 552 kWh/m² par an. Pour l'instant, ce chiffre convient à Nutri-future Prod. Mais l'usine a tout prévu, en cas d'augmentation de sa production de micronutriments, pour compenser la hausse des besoins énergétiques, elle peut récupérer la chaleur dégagée par son compresseur d'air. Le matériel est installé, reste simplement à ouvrir les vannes... ■



CHEZ LES ÉLEVEURS AUSSI

Un total de 7,5 m² de panneaux solaires thermiques, 2 500 kWh économisés par an et 64 % des besoins en eau chaude sanitaire couverts. L'élevage laitier bio EARL Laurent, membre du GIE Élevages de Bretagne, ne regrette pas son investissement, qui lui permet de moins dépendre des fluctuations du marché de l'énergie et de réduire ses charges. Financée à hauteur de 50 % par l'Ademe, cette petite installation fait figure d'exemple pour l'agence, qui souhaite montrer que, bien dimensionné, le solaire thermique peut être intéressant pour les éleveurs. « Ils utilisent beaucoup d'eau chaude. Or, aujourd'hui, pour les 11 600 éleveurs laitiers bretons, cette eau est chauffée à 95 % à l'électricité », rappelle Claire Barais, chargée de mission Chaleur renouvelable à l'Ademe Bretagne. Forte de ce constat, cette dernière a décidé de travailler avec les industriels du solaire thermique pour développer des solutions d'installation adaptées à coût réduit. « Nous souhaitons obtenir un prix d'installation posée inférieur à 600 €/m², même pour des petites surfaces, explique-t-elle. En parallèle, nous travaillons sur la demande au travers de la signature d'un accord-cadre entre l'Ademe et le GIE Élevages, qui est chargé de faire la promotion du dispositif auprès des éleveurs, et sur la sortie d'un guide sur les installations solaires dans les secteurs collectif, touristique et agricole. »

À L'ÉPREUVE DE LA LOCATION LONGUE DURÉE

Afin de proposer une formule attractive d'accès à la chaleur solaire pour les équipements de moyenne dimension, Eklor Invest teste sur l'île d'Oléron un système de location longue durée d'installations solaires thermiques. PAR GÉRALDINE HOUOT

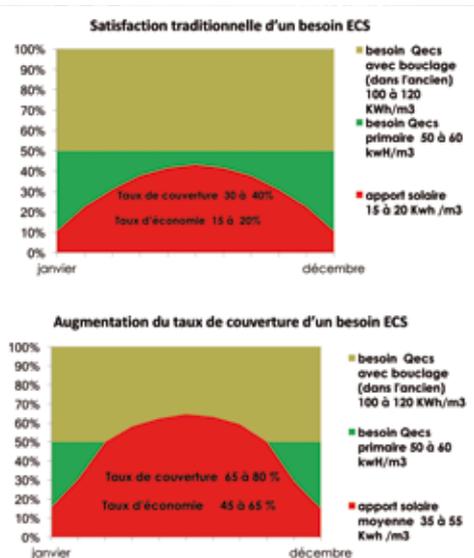
C'est un pari que fait François Gibert. Directeur pendant dix ans d'Eklor, société spécialisée dans le solaire thermique et photovoltaïque, puis vice-président de l'association Enerplan, il a choisi cette année de créer Eklor Invest. Filiale d'Eklor, celle-ci propose à des industriels, éleveurs ou sites de loisirs de louer une installation solaire plutôt que de l'acheter.

Après avoir analysé la consommation passée et future du client, Eklor Invest dimensionne un kit, engage les démarches administratives et fait réaliser l'installation sur les bâtiments. Le client signe ainsi simplement un contrat de location pour une durée de sept à douze ans, en fonction du matériel et des travaux. Le loyer, non indexé, est calculé au plus près de l'économie prévue sur la facture énergétique, suivi de l'installation et maintenance comprises. « Nous effectuons l'investissement à la place du client et nous nous engageons sur le productible. Si celui-ci n'est pas au niveau attendu, le client peut réclamer le démontage de l'installation. Il ne prend donc aucun risque. Au mieux, il réalise à l'issue de son contrat plusieurs milliers d'euros

d'économies. Au pire, il n'en fait pas », détaille l'entrepreneur, qui espère avec cette offre relancer le marché du solaire thermique pour les installations de 50 à 1 000 m², qui souffre de l'actuel prix très bas des énergies fossiles et de montages compliqués. Une fois le contrat de location échu, des options de rachat ou de reconduite très attractives sont proposées.

UN TERRAIN D'ESSAI

Pour assurer son équilibre économique, Eklor Invest compte sur son statut de gestionnaire unique, qui lui permet de les optimiser techniquement et de compresser au maximum les coûts. Six premiers dossiers sont en cours de développement sur l'île d'Oléron (Nouvelle-Aquitaine). L'énergie utilisée est le propane, plus cher que le gaz, ce qui rend les projets plus compétitifs. Si tout va bien, les installations devraient être finies au printemps 2019. Elles feront en moyenne 55 m² avec un investissement de l'ordre de 620 euros/m², au lieu des 800 euros/m² habituels, et une productivité moyenne prévue de 470 kWh/m² par an. Les taux de couverture des besoins attendus sont de l'ordre de 50 à 70 %, engendrant des taux d'économie compris entre 40 et 60 %. Un niveau ambitieux pour du solaire thermique, qui justifie en partie le choix de l'Ademe de les accompagner à hauteur de 50 % environ via le fonds chaleur. « Il s'agit pour l'instant de projets expérimentaux. Nous avons des incertitudes sur le coût de la maintenance. Grâce au système de télésuivi, il devrait être faible mais il faut nous en assurer, estime François Gibert. Nous ne maîtrisons pas non plus totalement la durée de vie de certains produits, comme les ballons. Si le modèle économique tient, nous étendrons l'offre à d'autres territoires, en étant conscients qu'elle ne sera pas intéressante partout. » ■



DES PANNEAUX AUTOVIDANGEABLES

Pour ses installations, Eklor Invest utilise des capteurs autovidangeables fabriqués par Eklor. Lorsque les capacités de stockage des calories sont atteintes, le système passe au repos. Le fluide solaire des capteurs descend dans un réservoir prévu à cet effet, tandis que l'air occupe la totalité des tuyaux. Lorsque l'eau des ballons refroidit et que le système s'active, la situation s'inverse. Et ainsi de suite. Ce système évite les surchauffes estivales, permettant d'augmenter le taux de couverture des installations. Comme il fonctionne sans vase d'expansion, ni purgeur ni refroidisseur, la durée de vie est en outre augmentée et l'entretien facilité.



QUATRE RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID ET 70 % D'EnR & R À MONTPELLIER

Fortement mobilisée en faveur du développement durable sur son territoire, Montpellier investit depuis trente ans dans les réseaux de chaleur et de froid, désormais alimentés par différentes énergies renouvelables et de récupération.

PAR GÉRALDINE HOUOT

Au départ était un réseau de chaleur et de froid alimenté par des énergies fossiles. Créé dans les années 1980, ce service public local de la ville de Montpellier, confié à la Société d'équipement de la région montpelliéraine (Serm), s'est étendu et transformé au fil du temps pour devenir de plus en plus vertueux. « À partir de 1995, nous avons travaillé sur les procédés d'efficacité énergétique en développant la cogénération et la récupération de chaleur. En 2000, les besoins en climatisation étant importants à Montpellier, nous avons construit la première unité de trigénération gaz qui génère à la fois de la chaleur, de l'électricité et du froid », explique Frédérick Cauvin, directeur adjoint en charge de l'énergie à la Serm.

BOIS, CHALEUR DE RÉCUPÉRATION, ÉLECTRICITÉ VERTE, SOLAIRE, GÉOTHERMIE...

Dès 2005, Montpellier va plus loin et fait le pari des énergies renouvelables. Résultat, la métropole possède aujourd'hui quatre importants réseaux de chaleur et de froid, alimentés en 2017 à 70 % par des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R). Ils desservent 1,6 million de m² de logements, bureaux, commerces et équipements publics et ont été accompagnés financièrement, notamment par l'Ademe dans le cadre du Fonds chaleur. Le premier, surnommé "le réseau des hôpitaux", est alimenté à 80 % par une chaufferie bois, qui a remplacé une ancienne chaufferie charbon. Celui des Grisettes est, lui, alimenté à 90 % via l'unité de méthanisation Amétyst.

« Quand les premières mesures ont été prises par l'État, les projets étaient déjà prêts. »

Celle-ci produit, à partir du biogaz issu de la fermentation des déchets, de l'électricité pour alimenter le site et de la chaleur injectée dans le réseau. Des machines à absorption raccordées au

réseau de chaleur et installées chez les clients climatisés produisent également du froid renouvelable. « Elles créent de l'eau glacée à partir d'eau chaude, avec une très faible consommation d'électricité et en utilisant de l'eau comme fluide frigorigène. C'est donc une machine dont le fonctionnement est sans impact sur l'environnement », souligne Frédérick Cauvin.

Une réflexion a ensuite été menée pour alimenter en énergie renouvelable le nouveau quartier de Port Marianne. Le choix est fait d'une solution innovante de trigénération bois : chaleur, électricité et froid. La chaufferie, inaugurée en avril 2015, intègre un module thermodynamique à cycle organique de Rankine (ORC), qui transforme la chaleur en électricité (voir le schéma "Comment faire de l'électricité avec du bois" ci-contre). Celle-ci est autoconsommée pour les besoins de la centrale ou vendue à Enercoop, fournisseur indépendant d'énergies renouvelables (revente sans tarif d'achat). L'eau chaude est distribuée par le réseau de chaleur aux abonnés pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire et, pour la climatisation, chez les clients équipés de machines à absorption (voir le schéma "Comment faire du froid avec la chaleur" ci-contre). En tout, 70 % des abonnés prévus sont aujourd'hui raccordés, le réseau étant alimentés à 80 % par la biomasse.

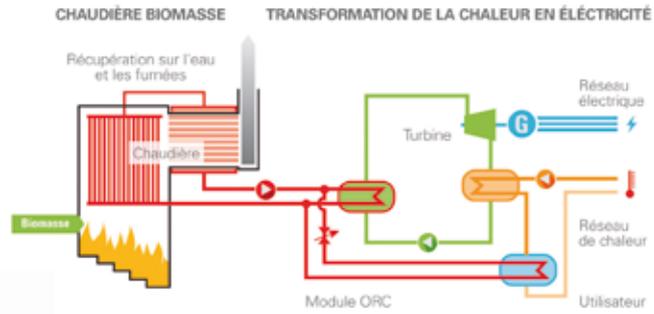
UN DÉVELOPPEMENT EN COURS

En parallèle, Montpellier Métropole a entamé ces deux dernières années la transformation du réseau historique du quartier d'Antigone-Polygone, en centre-ville. Datant des années 1970, celui-ci était alimenté par du charbon et du gaz. Le premier a été abandonné au profit de deux chaufferies bois qui alimentent le réseau à hauteur de 55 %.

À ces réseaux importants, s'ajoutent des plus petits. On peut citer celui du quartier Jacques-Cœur, qui intègre une centrale de climatisation solaire. Reliée à la centrale de chaleur et de froid déjà construite sur ce site, celle-ci produit, à partir du soleil, de la climatisation et de l'eau chaude sanitaire.

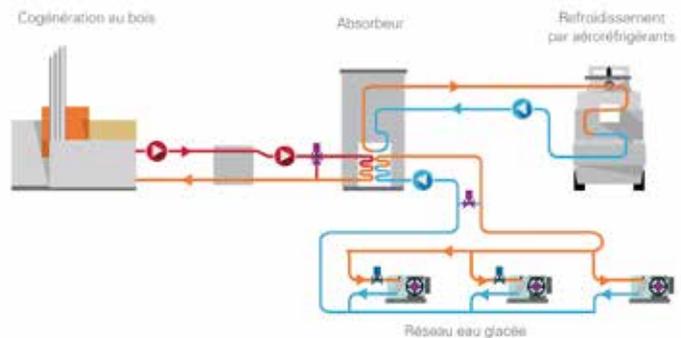
Et la collectivité ne s'arrête pas là. Elle raccorde de nouveaux abonnés en permanence sur ses réseaux et projette d'en construire de nouveaux. Une chaufferie bois devrait notamment être construite d'ici à 2020 pour alimenter un quartier en rénovation de 200 000 m² de logements neufs, tandis que le quartier Cambacérès sera à terme alimenté par thermofrigopompe sur nappe phréatique.

COMMENT FAIRE DE L'ÉLECTRICITÉ AVEC DU BOIS



SERM

COMMENT FAIRE DU FROID AVEC LA CHALEUR



SERM

« En 2005, nous avons convaincu notre concédant de verdir le mix énergétique du réseau urbain, bien avant le Grenelle de l'environnement, pour lancer les projets, indique Frédérick Cauvin. Résultat, quand les premières mesures ont été prises par l'État, les projets étaient déjà prêts, ce qui explique notre avance aujourd'hui dans le domaine des réseaux de chaleur et de froid alimentés par des EnR&R. » ■

MONTPELLIER, LAURÉATE D'ÉCOCITÉ – VILLE DE DEMAIN

Grâce au projet pionnier de centrale de trigénération au bois alimentant le quartier de Port Marianne, Montpellier a été retenue en 2011 parmi les 19 premiers lauréats de la consultation Écocité – Ville de demain du programme d'investissements d'avenir (PIA). Le coût global du projet de 21,1 millions d'euros a ainsi été accompagné à hauteur de 4,96 millions d'euros pour la construction de la centrale par le PIA et à hauteur de 2,67 millions d'euros par l'Ademe, via le Fonds chaleur, pour le réseau de chaleur et les sous-stations.

À NEVERS, UN RÉSEAU DE CHALEUR AMBITIEUX POUR LES USAGERS

La ville de Nevers a fait un pari ambitieux pour son réseau de chaleur suite à un schéma directeur mené en concertation étroite avec les abonnés. PAR GÉRALDINE HOUOT

Nevers (Nièvre) aurait pu simplement décider de supprimer son réseau de chaleur du Banlay, cher et vieillissant, arrivé en fin de contrat de délégation de service public. Mais la municipalité a préféré lancer un schéma directeur en 2010-2011, qui a abouti à la sélection d'un projet ambitieux porté par Enea (Dalkia, groupe EDF) : multiplier par six la taille du réseau, valoriser la chaleur de récupération issue de l'usine de valorisation énergétique (UVE) de Fourchambault pour l'alimenter, et construire une chaufferie biomasse de 6 MW. Certains bailleurs sociaux raccordés ayant a posteriori des besoins moindres que prévu, d'autres travaux d'extension ont pu être réalisés ultérieurement.

Résultat, le réseau, qui faisait 3,5 kilomètres en 2012, atteint désormais 27,7 kilomètres (chiffre à fin 2017). De 30 sous-stations alimentées exclusivement au gaz, il est passé à 111 sous-stations alimentées à 66 % par la chaleur de récupération de l'UVE, à 26 % par la chaufferie biomasse et à 8 % par le gaz. Le nombre de GWh fournis est monté à 50, contre une vingtaine auparavant. Et le tarif, de 116 euros TTC/MWh pour les abonnés historiques, a été ramené à 65 euros TTC/MWh, soit actuellement le même tarif que le gaz. Et ce n'est pas fini, le réseau devrait encore progresser.

UNE CONCERTATION AU-DELÀ DES TRAVAUX

Pour réaliser son schéma directeur, la Ville a été accompagnée financièrement par l'Ademe. Celle-ci a également financé l'extension du réseau et son alimentation par les EnR&R à hauteur de 9,9 millions d'euros dans le cadre du Fonds chaleur (sur un coût global de 26 millions d'euros), permettant une nette diminution du tarif proposé aux abonnés. Pour les plus précaires, le prix est encore réduit grâce à une convention tripartite signée entre la Ville, le délégataire et le Centre communal d'action sociale (CCAS).



Mais, la plus grande réussite de Nevers se situe peut-être ailleurs. « *Je cite toujours Nevers en exemple pour la façon dont ils ont mené la concertation avec les abonnés dans le cadre du schéma directeur. Ces derniers ont véritablement été associés à la démarche grâce à la création d'un comité consultatif des abonnés et usagers très actif. Certains, qui étaient prêts à quitter le réseau, se révèlent d'ailleurs vraiment contents du résultat* », affirme Michel Azière, chargé de mission au pôle Transition énergétique de l'Ademe Bourgogne-Franche-Comté. Devant le succès des réunions, la Ville a souhaité poursuivre les discussions avec les usagers après la fin des travaux en organisant un comité chaque année. « *Pendant deux ans, cela a bien fonctionné, mais nous n'étions pas nombreux à la dernière rencontre*, souligne Nicolas Lebref, directeur à la direction des bâtiments de la ville. *Cela veut dire que les usagers sont contents. Mais nous souhaitons poursuivre nos échanges avec eux. Je réfléchis ainsi à une nouvelle façon de susciter leur intérêt...* » ■

UN RÉSEAU LABELLISÉ

Le réseau de chaleur de Nevers a reçu en 2016 et 2017 le label Écoréseau de chaleur, remis par l'association Amorce, pour son exemplarité. Celui-ci récompense les réseaux alimentés par plus de 50 % d'EnR, ayant un tarif compétitif par rapport aux autres solutions de chauffage et ayant mis en place un lieu de concertation et d'information avec les usagers. « *Le critère social va être encore renforcé à partir de 2019 avec l'obligation de mise en place d'un comité consultatif des abonnés et usagers, comme cela a été le cas à Nevers* », explique Romain Roy, chargé de mission Réseaux de chaleur chez Amorce.

UNE CHAUDIÈRE À BOIS : OUI, MAIS À CONDENSATION !

Depuis 2015, le réseau de chaleur de Saint-Dizier est alimenté par une chaufferie biomasse à condensation. Le condenseur permet d'augmenter de 10 % la puissance de la chaufferie. PAR GÉRALDINE HOUOT

Lorsqu'en 2013, la Ville de Saint-Dizier (Haute-Marne) a confié à Engie Cofely la gestion de son service public de production, de transport et de distribution de chaleur, c'est en raison de son projet ambitieux de chaufferie biomasse à condensation. « *L'utilisation d'un condenseur permet de récupérer de l'énergie supplémentaire, en faisant repasser la vapeur d'eau contenue dans les fumées à l'état liquide, au contact de l'eau de retour du réseau de chaleur. Plus celle-ci est froide, plus le système est efficace. Avec le développement des émetteurs de chauffage basse température, comme les planchers chauffants, les condenseurs sont de plus en plus utilisés dans les réseaux de chaleur* », explique Axel Wyckhuse, ingénieur Énergies renouvelables à la direction régionale Grand-Est de l'Ademe.



Pour le réseau de chaleur de Saint-Dizier, le condenseur est associé à deux chaudières biomasse de 6,6 MW et 3,4 MW, soit 10 MW au total. Il permet d'augmenter la puissance de 10 % pour atteindre 11 MW. La chaufferie alimente actuellement un réseau de 16,6 kilomètres, avec une production de 6 350 équivalent logements. « *Il existait auparavant deux réseaux distincts, l'un géré par la Ville et l'autre par l'Office public de l'habitat, avec deux tarifs différents, pour un total de 10,2 kilomètres. Dans la délégation de service public, nous avons demandé de connecter ces deux réseaux, de les remettre en état si besoin et d'ajouter des extensions pour réaliser entre autres des économies d'échelle* », indique Pascale Krebs, adjointe au maire.

DU BOIS LOCAL

La chaufferie est alimentée chaque année par 19 000 tonnes de bois issu de forêts situées à moins de 100 kilomètres de Saint-Dizier. Cela crée des emplois localement et permet de conserver un bon bilan carbone. En 2017, 10 000 tonnes de CO₂ ont ainsi été évitées par rapport à une production de chaleur au gaz, émissions dues au transport du bois déduites, soit l'équivalent de 3 000 à 32 000 voitures en ville. « *Avec cette opération, nous avons atteint nos objectifs : contribuer au développement durable de notre territoire et faire faire des économies aux abonnés* », conclut l'adjointe au maire.

UN TARIF RÉDUIT POUR LES ANCIENS USAGERS

Le réseau inclut de nouveaux abonnés, dont un centre nautique, « *qui justifie ici l'utilisation d'un condenseur* », souligne Axel Wyckhuse. Il est actuellement alimenté à 80 % par la chaufferie biomasse à condensation, mise en service en mai 2015, l'appoint étant fourni par l'ancienne chaufferie gaz. Les travaux, d'un coût global de 14 millions d'euros, ont été financés à hauteur de 3,4 millions d'euros par l'Ademe, via le Fonds chaleur, et à hauteur de 2,1 millions d'euros par le Groupement d'intérêt public Haute-Marne (GIP 52). Le tarif pour les anciens usagers a ainsi été réduit en moyenne de 15 %, atteignant aujourd'hui 59,02 euros TTC/MWh. « *Soit 20 % de moins que la moyenne des réseaux de chaleur en France*, affirme Jean-Gabriel Frey, manager d'Actifs Champagne-Ardenne chez Engie Cofely. *Les usagers bénéficient ainsi d'un tarif compétitif et stable. Et cette compétitivité va s'accroître avec la hausse attendue du prix du gaz et de la Contribution climat énergie (CCE).* » ■

LA CHALEUR FATALE, PLEINE DE RESSOURCES

Eaux de refroidissement, condensats, fumées, air chaud, buées ou vapeur de procédé... sont autant de sources de chaleur dite "fatale", "perdue" ou "de récupération". Selon une étude actualisée de l'Ademe fin 2017, cette chaleur fatale représente un gisement non négligeable. PAR GÉRALDINE HOUOT

La chaleur fatale est de l'énergie thermique produite lors du fonctionnement d'un procédé de production ou de transformation, mais non utilisée parce qu'elle n'en constitue pas la finalité première. Elle peut se trouver sous forme de rejets gazeux, liquides, diffus à des températures allant de 30 à 500 °C. Elle est issue de sites industriels, de raffineries, de sites de production d'électricité, de Step (stations d'épuration des eaux usées), d'UIOM (usines d'incinération des ordures ménagères), de data centers, d'hôpitaux ou d'autres sites tertiaires. La chaleur fatale représente une ressource valorisable, génératrice d'économies d'énergie non négligeables pour les industries comme pour les territoires, et indispensable pour respecter les engagements environnementaux liés aux politiques européennes de lutte contre le réchauffement climatique.

L'industrie présente un potentiel de chaleur fatale de 109,5 TWh.

UN LARGE GISEMENT INEXPLOITÉ

Selon une étude de l'Ademe sur les gisements actualisée fin 2017, l'industrie présente notamment un potentiel de chaleur fatale de 109,5 TWh, soit 36 % de sa consommation de combustibles, dont 52,9 TWh sont perdus à plus de 100 °C. La moitié du gisement concerne les deux grands secteurs de l'agro-alimentaire et de la chimie, les sites fonctionnant en 3 x 8 et sans arrêt le week-end étant les plus générateurs. Cette chaleur fatale provient des fumées de fours, des buées de séchoirs, des fumées de chaudières, de la chaleur sensible des produits en sortie de fours faisant l'objet d'un refroidissement, des eaux usées de nettoyage, des fluides de refroidissement des compresseurs d'air ou de froid et des fluides de refroidis-

sement des systèmes frigorifiques (hors compresseurs). À ce gisement industriel s'ajoutent 8,4 TWh de chaleur rejetés au niveau des UIOM, Step et data centers. Plus précisément, 4,4 TWh pourraient être récupérés sur le parc d'UIOM existant, 0,4 TWh sur les 60 stations d'épuration dont la filière principale de traitement des boues est classée en "incinération" ou en "séchage thermique", et 3,6 TWh sur les 177 data centers hébergeurs répertoriés en 2015. Par ailleurs, 16,7 TWh de chaleur fatale à plus de 60 °C sont identifiés à proximité d'un réseau de chaleur existant, soit plus de 70 % de l'énergie délivrée en 2013 par les réseaux de chaleur en France. Ce potentiel représente un peu plus de 1,66 million d'équivalents logements.

L'Ademe accompagne, dans le cadre du Fonds chaleur, la valorisation de la chaleur fatale sous forme de chaleur et/ou de froid. Le périmètre d'éligibilité est le suivant :

- un système de captage de chaleur sur un procédé unitaire (colonne à distiller, séchoir, four, chaudière...) pour une valorisation vers un autre procédé unitaire, y compris le chauffage des ateliers ou des bureaux ;
- les systèmes de remontée du niveau thermique (PAC, CMV) ;
- les systèmes de production de froid (PAC en montage thermofrigopompe, groupe à absorption) ;
- les systèmes de stockage (accumulateurs de vapeur, ballons réservoirs d'eau chaude) ;
- le transport, la distribution et la valorisation de chaleur (tuyauteries, canalisation, échangeurs...) pour une valorisation en interne ou en externe (industriel voisin, réseau de chaleur urbain...).

Les projets concernant la production d'énergie mécanique et par voie de conséquence la production électrique ne sont, eux, en revanche, pas éligibles. ■

BILAN THERMIQUE D'UN FOUR À COMBUSTIBLE (EN RÉGIME PERMANENT)



DEPUIS 33 ANS, LE JOURNAL DE RÉFÉRENCE !



5 numéros par an

+ "L'Actu EnR" (newsletter hebdomadaire dédiée aux EnR)

● journal-enr.org

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE • PHOTOVOLTAÏQUE • GÉOTHERMIE • BIOMASSE
SMART-GRID • ÉNERGIES RENOUVELABLES • HYDROÉLECTRICITÉ • BOIS-ÉNERGIE
FORMATIONS • SOLAIRE THERMIQUE • ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE
ÉNERGIES MARINES • BIOGAZ • AUTOCONSOMMATION • STOCKAGE ÉLECTRICITÉ

● Abonnez-vous sur :

librairie-energies-renouvelables.org



LA CHALEUR FATALE D'UNE UVE AU SERVICE D'UN FABRICANT



ERIC PETITJEAN

L'unité de valorisation énergétique de Védène, dans le Vaucluse.

Engie Cofely a développé un réseau de vapeur permettant à la chaleur fatale de l'unité de valorisation énergétique de Védène d'alimenter en énergie le site du Pontet du producteur de potage Continental Foods. PAR GÉRALDINE HOUOT

Il y avait, au Pontet (Vaucluse), un site industriel du producteur de potage alimentaire Continental Foods avec de forts besoins en vapeur et en eau chaude et, non loin de là, près de Védène, l'unité de valorisation énergétique (UVE)

Novalie, avec un gisement de chaleur fatale important exploité en partie seulement pour produire de l'électricité (100 000 MWh électriques par an). Engie Cofely a fait le lien en proposant la création d'un réseau de chaleur souterrain de 2,2 km pour assurer le transport d'énergie entre les deux.

L'idée est née en 2015, mais a mis un peu de temps à se concrétiser, le réseau devant traverser une zone verte comportant des zones humides et des cours d'eau, des arbres remarquables, des espèces spécifiques à protéger et un bâtiment classé. Plusieurs tracés ont été étudiés de façon à préserver cet environnement fragile. Puis, après neuf mois de travaux, les premiers essais ont pu avoir lieu début juillet. « Depuis 1^{er} août, la mise en service du réseau est effective. Les consommations de Continental Foods sont conformes à ce qui était attendu,

Le réseau devrait acheminer 20 000 MWh par an et permettre d'éviter 4 200t/an de rejet de CO₂ dans l'atmosphère.

voire un peu supérieures », commente Thierry Raynaud, directeur de Novalie.

AMÉNAGEMENTS DE PART ET D'AUTRE

De part et d'autre, des aménagements ont été nécessaires. Chez Continental Foods, un échangeur de chaleur (vaporisateur) a été mis en place pour créer de la vapeur de qualité alimentaire à partir des calories de la vapeur arrivant de l'UVE. Ces travaux ainsi que ceux permettant la création du réseau de chaleur, ont été financés à hauteur de 2,7 millions d'euros par l'Ademe via le Fonds chaleur, sur un total de 5,54 millions d'euros. « Ce qui est très intéressant dans ce projet, c'est que Continental Foods a des besoins en énergie relativement constants sur l'année. Le réseau fonctionne donc de manière continue, contrairement aux réseaux de chaleur urbains par exemple qui sont surtout utiles pendant les

DE SOUPE



À gauche : réseau chaleur en construction.

À droite : installation du réseau vapeur.

saisons de chauffe », commente Brigitte Guibaud, coordinatrice du pôle Transition énergétique, ingénieur bois énergie et réseaux de chaleur à la Direction régionale Provence-Alpes-Côte d'Azur.

De son côté, l'UVE, exploité par Suez pour le compte du Syndicat mixte pour la valorisation des déchets du pays d'Avignon (Sidomra) via une délégation de service public, a réalisé des aménagements pour un total de 470 000 euros. « Il s'agit d'aménagements au niveau de la tuyauterie et des vannes pour détendre la vapeur de l'UVE, c'est-à-dire abaisser sa pression, et la refroidir en injectant

de l'eau », explique Thierry Raynaud. La vapeur d'eau prélevée au niveau du barillet vapeur de l'UVE, en amont de la turbine produisant de l'électricité, est en effet à 35 bars et 350 °C alors que celle injectée dans le réseau doit être à 25 bars et 250 °C.

Elle circule ainsi dans le pipeline jusqu'à atteindre le site de Continental Foods à 23 bar et 230 °C. Une fois le transfert de calories effectué, la vapeur retourne sous forme d'eau condensée jusqu'à l'UVE où elle est réinjectée en circuit fermé dans une chaudière pour refaire de la vapeur.

Le réseau devrait acheminer 20 000 MWh par an (mais il est possible d'atteindre les 30 000 MWh si nécessaire) couvrant 85 % des besoins de l'usine de Continental Foods. Cette énergie renouvelable et locale se substitue au gaz naturel utilisé jusque-là par l'usine, permettant à Continental Foods d'éviter 4 200t/an de rejet de CO₂ dans l'atmosphère. Achetée à un moindre coût, elle permet en outre à l'industriel de réaliser des économies. Le Sidomra atteint quant à lui sur ses installations une performance énergétique suffisante pour bénéficier d'une réduction de 50 % de la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes). ■

N. B. : le projet sera mis en avant le 4 décembre prochain lors de la semaine de la chaleur renouvelable qui se déroulera du 4 au 6 décembre à Paris (www.chaleur-renouvelable.org – parcours Entreprises)

DES DÉBOUCHÉS SUPPLÉMENTAIRES POUR L'UVE ?

Un réseau de chaleur alimenté également par l'UVE est à l'étude, à destination du Grand Avignon. Il s'agirait de fournir 60 000 MWh par an. La chaleur fatale serait cette fois-ci récupérée non pas en amont de la turbine électrique mais via un système classique de cogénération électricité/chaleur. Cela nécessiterait de la part de Novalie de changer la turbine principale pour soutirer la chaleur nécessaire au réseau. D'autres sites industriels du côté de Sorgues, à quelques kilomètres de là, pourraient enfin être intéressés par la chaleur fatale de l'UVE.

ASSOCIER UN INDUSTRIEL À UN RÉSEAU DE CHALEUR URBAIN



Ligne de recuit du site ArcelorMittal à Saint-Chély-d'Apcher, en Lozère.

ARCELORMITTAL MÉDITERRANÉE

Depuis quelques mois, la chaleur fatale d'ArcelorMittal est valorisée pour les besoins du site industriel et ceux du réseau de chaleur urbain de Saint-Chély-d'Apcher. PAR GÉRALDINE HOUOT

Le site d'ArcelorMittal de Saint-Chély-d'Apcher (Lozère) est spécialisé dans la production d'aciers électriques haut de gamme à destination de l'industrie automobile, de l'éolien et des centrales électriques. La fabrication comprend notamment une étape de recuit continu à haute température (1 000 °C) de bobines afin de conférer à ces dernières leurs propriétés électromagnétiques. Ces bobines sont ensuite refroidies, générant de la chaleur fatale. Jusqu'à récemment, cette énergie était perdue. Mais depuis quelques mois, elle est récupérée pour des usages internes de production et de chauffage des locaux, et pour alimenter le réseau de chaleur de Saint-Chély-d'Apcher. 12 GWh d'énergie de récupération devraient être valorisés par an, dont environ 9 GWh sur le site d'ArcelorMittal et 3 GWh dans le réseau de chaleur de la ville. D'une longueur de 7 km, celui-ci est alimenté depuis sa construction en 2015 par deux chaudières biomasse de 2 140 kW et 780 kW et une chaudière fioul d'appoint de 5 MW. L'énergie de récupération se substitue à l'énergie fournie par cette dernière, mais aussi à celle de la petite chaudière biomasse qui peut être arrêtée, notamment l'été pour permettre à Scabe (Saint-Chély-d'Apcher bois énergie), le délégataire du réseau de chaleur urbain de la ville, d'injecter l'énergie fatale d'ArcelorMittal dans le réseau pour les besoins en eau chaude sanitaire.

Au total, le projet permettra de réduire les émissions de CO₂ de plus de 4 000 tonnes par an.

UN PROJET LONGUEMENT MÛRI

Au sein d'ArcelorMittal, les chaudières à fioul lourd ont été remplacées par une chaufferie gaz naturel de 4 MW à haut rendement qui assurera l'appoint en cas d'arrêt ou d'insuffisance de la récupération thermique. Le taux de couverture EnR sera de 72 % en interne, et au moins de 95 % pour l'énergie distribuée sur la ville. Au total, le projet permettra de réduire les émissions de CO₂ de plus de 4 000 tonnes par an.

L'intégration de la chaleur d'ArcelorMittal dans le réseau a toujours été un objectif pour la ville. La chaufferie du réseau a notamment été placée à proximité de l'usine pour permettre une récupération plus efficace de la chaleur. Mais pour concrétiser le projet, ArcelorMittal et la commune de Saint-Chély-d'Apcher ont dû faire appel à un système de tiers-investissement *via* la société de financement de projets d'énergies renouvelables ou de contrat de performance énergétique Kyotherm, et son partenaire technique Schneider Electric « *Il y a beaucoup de projets d'EnR pertinents portés par des industriels qui ne voient jamais le jour faute de budget car ce n'est pas leur cœur de métier*, explique Rémi Cueur, chargé d'investissements chez Kyotherm. *Notre rôle est de les faire émerger. Nous assurons la structuration, le financement et la gestion de projet en proposant aux porteurs des solutions de financement sur mesure et un accompagnement contractuel.* » D'un montant global de 5,6 millions d'euros, les travaux ont été soutenus financièrement par l'Ademe à hauteur de 1,4 million *via* le Fonds chaleur et par la région Occitanie à hauteur de 650 000 euros. Schneider Electric s'est occupé pour sa part de la conception et de la construction des installations. ■

N. B. Le projet sera mis en avant le 4 décembre lors de la semaine de la chaleur renouvelable qui se déroulera du 4 au 6 décembre à Paris (www.chaleur-renouvelable.org – parcours entreprises).

AIR FRANCE VALORISE LA CHALEUR FATALE DE SON DATA CENTER

À l'occasion d'importants travaux sur son data center, Air France a investi dans un réseau de chaleur interne pour chauffer les bureaux du site à partir de la chaleur dégagée par le travail des machines. PAR GÉRALDINE HOUOT



« **C**ela faisait très longtemps qu'Air France avait en tête de récupérer la chaleur fatale du data center pour chauffer les bâtiments du site. Les équipements ont été petit à petit adaptés pour fonctionner en basse température », raconte Bertrand Dollet, adjoint chef de centre Air France.

C'est en 2015, à l'occasion d'une importante rénovation visant notamment à réduire les consommations d'énergie, que la décision a finalement été prise. Après un an de travaux, dont la conception et la maîtrise d'œuvre ont été assurées par APL, société spécialisée dans l'implantation de data centers, la mise en service du système de récupération a pris effet en janvier 2017. La chaleur est distribuée via un réseau d'eau chaude de 387 m, qui fonctionne à un régime de 44/34 °C régulé sur la température de retour, et qui permet d'alimenter les 8 500 m² de bureaux du site répartis en 4 bâtiments (4 sous-stations).

75 % DES BESOINS COUVERTS

Situé dans les Alpes-Maritimes, le site compte 2 000 m² de salles de calculs équipées de groupes de production d'eau glacée servant à refroidir les processeurs et le site. 893 MWh/an sont récupérés grâce à un échangeur à plaques alimenté par l'eau chaude sortant des condenseurs, avec un taux de perte de seulement 5,3 % sur le réseau.

« Actuellement, 75 % des besoins en chauffage sont couverts, voire un peu plus lorsque la température avoisine les 0 °C, assure Bertrand Dollet. Ce chiffre va progresser. Il nous reste en effet encore des terminaux de chauffage à remplacer. »

À terme, la chaleur fatale valorisée devrait être suffisante pour assurer 100 % des besoins, en remplacement de la chaudière à gaz de 1,2 MW présente sur le site. 340 teqCO₂/an de rejet devraient alors être évités. Sur un coût global 195 000 € de travaux pour la tuyauterie, l'Ademe a financé 120 000 € via le Fonds chaleur. « C'était la première fois que l'Ademe Paca soutenait la récupération d'énergie sur un data center. Nous avons fait une étude en parallèle sur le potentiel de valorisation de chaleur fatale et de maîtrise de la demande énergétique sur les data centers de la région, en espérant que cet exemple ait un effet de levier [voir encadré]. Le gros avantage dans le cas d'Air France, c'est que la chaleur récupérée est utilisée sur place. Souvent, le frein à la valorisation de la chaleur fatale des data centers est qu'il n'y a pas d'utilisateur potentiel assez proche », explique Brigitte Guibaud, coordinatrice du pôle Transition énergétique, ingénieur bois énergie et réseaux de chaleur à la Direction régionale Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Le réseau mis en place donne ici toute satisfaction à Air France. « En plus des économies réalisées correspondant aux prévisions, il apporte un meilleur confort aux 1 000 personnes, salariés ou sous-traitants, qui travaillent sur le site, car il est utilisé dès le début de l'automne alors que nous avions tendance à chauffer plus tardivement dans la saison auparavant », conclut Bertrand Dollet. ■

LE POTENTIEL DES DATA CENTERS DE PACA PASSÉ AU CRIBLE

En 2016, Critical Building et BG Ingénieurs Conseils ont mené pour l'Ademe Paca une étude sur le potentiel de valorisation de chaleur fatale et de maîtrise de la demande énergétique des data centers de la région. Celle-ci a révélé la présence sur le territoire de 42 data centers. Le gisement potentiel d'économie d'énergie se monte à 3 600 kW. Celui de la récupération de chaleur à 8 770 kW.

LA BOUCLE D'EAU TEMPÉRÉE ENFIN DANS LA BOUCLE

La boucle d'eau tempérée permet de répondre aux besoins de chaud et de froid de projets immobiliers conséquents à partir d'énergie renouvelable et de récupération. La dynamique est lancée et les programmes, soutenus jusqu'ici par l'Ademe via l'appel à projets "nouvelles technologies émergentes" (NTE), se multiplient. Astrid Cardona Maestro, ingénieure du service réseaux et énergies renouvelables de l'Agence, nous en dit plus. PAR TIMOTHÉE BONGRAIN

Le Journal des Énergies Renouvelables : Quels sont les avantages d'une boucle d'eau tempérée ?

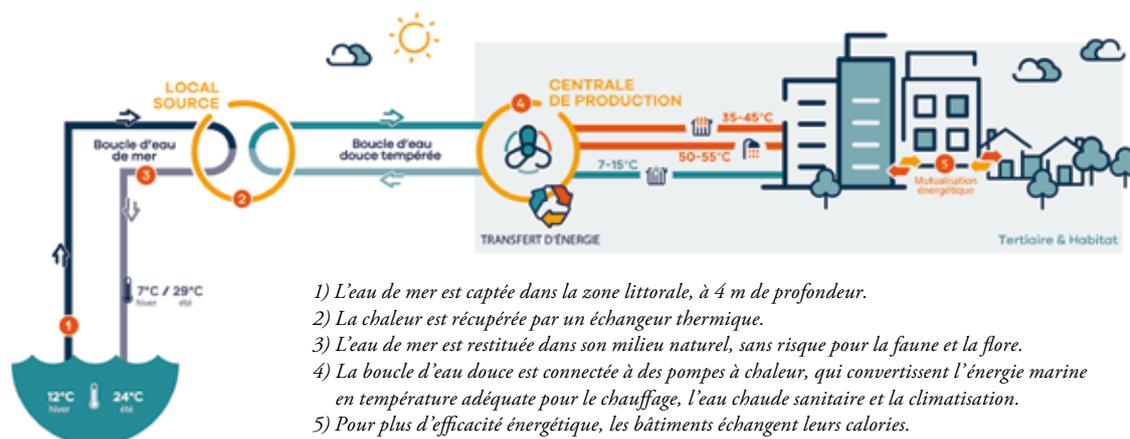
Astrid Cardona Maestro : La boucle d'eau tempérée permet de répondre aux besoins de chaud et de froid d'îlots de bâtiments, voire d'écoquartiers pour des projets plus conséquents. Elle a l'avantage de pouvoir mutualiser l'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) utilisée (forages sur nappe, champs de sondes géothermiques verticales, récupération d'énergie sur eaux usées ou sur eau de mer, comme le projet Massileo à Marseille) et de pouvoir mutualiser également les besoins entre les bâtiments raccordés à la boucle d'eau. En effet, si certains ont besoin de chaleur, d'autres auront besoin de froid. Ceux qui ont besoin de froid vont ainsi rejeter leurs calories sur la boucle d'eau tempérée, tandis que ceux qui ont besoin de chaleur vont y prélever ces calories. Il y a donc un échange et une mutualisation des besoins qui peuvent se faire au niveau même de la boucle d'eau tempérée.

Le JDER : Quelle est l'innovation de cette solution ?

A.C.M. : Cette solution n'a pas un caractère innovant à proprement parler. Il s'agit plus d'un assemblage de technologies parfaitement matures. Les technologies permettant le captage de la ressource (mise en place d'un champ de sondes géothermiques, de forages sur nappes ou récupération d'énergie sur eaux usées ou sur eau de mer) tout comme les pompes à chaleur utilisées sont des solutions complètement maîtrisées. C'est ainsi l'ensemble de l'installation qui constitue un caractère innovant. L'enjeu est dans l'optimisation du fonctionnement de cet ensemble, et sa régulation. On cherche donc à optimiser le recours à la ressource renouvelable ou les échanges entre bâtiments en fonction des besoins en chaleur et en froid. On parle d'ailleurs de "smart grid thermique". L'idée est qu'en association avec les équipements, on puisse mettre en place des systèmes de pilotage intelligents en jouant sur les besoins complémentaires des différents bâtiments.

COMMENT ÇA MARCHE ?

Exemple du fonctionnement d'un projet de boucle d'eau tempérée avec le projet Massileo à Marseille (récupération d'énergie sur eau de mer)



MASSILEO

Le JDER : Quels retours d'expérience avez-vous sur cette solution ?

A.C.M. : Depuis 2009, l'Agence a accompagné seize projets dénommés boucle d'eau tempérée, avec différentes ressources renouvelables utilisées et pour des tailles très variables (les plus grands projets concernent des surfaces de bâtiments de plusieurs dizaines de milliers de mètres carrés). Nous avons ainsi pu exploiter les retours d'expérience de cinq projets, en fonctionnement depuis suffisamment longtemps pour voir des retours précis. Ces résultats sont encourageants, notamment concernant le prix de vente des mégawattheures de chaud et de froid proposé aux usagers. Il reste compétitif par rapport au prix de vente habituel pratiqué sur les réseaux classiques de chaleur et de froid.

Il s'agit d'un assemblage de technologies parfaitement matures.

Le JDER : Cette solution est-elle en train de se généraliser ?

A.C.M. : Ce sont des solutions que nous voyons émerger ces dernières années. Les prescripteurs qui travaillent avec les collectivités peuvent être maintenant en capacité d'étudier au moins ce type de solution. Un certain nombre de bureaux d'études ont désormais les compétences pour examiner ce type de solution et en assurer la maîtrise d'œuvre par la suite.

Le JDER : Et en Europe ?

A.C.M. : C'est une solution en devenir qui fait des émules chez nos voisins européens, notamment en Suisse. Un projet similaire à la boucle d'eau tempérée – même si eux l'appellent "chauffage à distance" – a été inauguré cet été, à Morges. Un autre gros projet est à l'étude à Yverdon-les-Bains, toujours en Suisse. Côté monégasque, il y a également plusieurs projets à l'étude.

Le JDER : Quel est le niveau de financement de ce type de solution ?

A.C.M. : Ces projets nécessitent des investissements conséquents, d'un à plusieurs dizaines de millions d'euros. L'aide nouvelles technologies émergentes (NTE), pilotée par l'Ademe, comprend une aide aux investissements et exige, de plus, que le maître d'ouvrage mette en place une instrumentation assez poussée et un monitoring des performances techniques des installations sur au moins deux ans. Pour la calculer, nous intégrons une durée de vie de l'installation de vingt ans. Même si les projets peuvent aller au-delà.

Le JDER : Quid de la durée de mise en place des projets ?

A.C.M. : Les projets de boucle d'eau tempérée demandent un certain temps pour arriver à maturation dans le sens où leur initiation est associée au développement d'un programme immobilier qui peut s'étaler sur cinq, dix ans ou plus. Ce qui fait qu'entre l'idée du projet et son aboutissement, il peut s'écouler plusieurs années.

Le JDER : Quelles sont les parties prenantes sur ce genre d'installation ?

A.C.M. : Les porteurs de projets sont en général de grands énergéticiens (EDF, Optimal Solutions, etc.) et l'exploitation est souvent portée par Dalkia, Cofely ou Idex, mais les projets peuvent aussi être portés par des collectivités.

Le JDER : Qu'est-ce qui pourrait participer au développement de cette solution ?

A.C.M. : À l'Ademe, nous avons mené une étude interne dont les résultats sont plutôt positifs. Celle-ci nous pousse à proposer une intégration de la boucle d'eau tempérée au Fonds chaleur classique dès 2019. Nous proposerons cela fin octobre à notre ministère de tutelle et espérons un avis favorable de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) pour acter ce basculement. ■

ZOOM SUR LE PROJET ANTIBOIS

Le projet Antibois consiste en la création d'un réseau de chaud et de froid pour le nouveau quartier Marena-Lacan, à Antibes, alimenté par la récupération de chaleur sur les eaux usées échangeant avec une boucle d'eau tempérée. La SPL Antipolis Avenir a été missionnée par la ville pour l'aménagement de la ZAC Marena-Lacan, située en son cœur, afin d'en faire un écoquartier de 20 000 m² environ. Pour cela, elle a lancé en 2016 un concours pour construire un programme immobilier mixte (commerces, logements, cinéma) sur ce terrain situé à moins de 200 mètres du port d'Antibes. BNP Paribas Immobilier a répondu à ce concours en partenariat avec Dalkia, qui a proposé de réaliser la desserte énergétique de ce nouveau quartier en utilisant l'énergie renouvelable des eaux usées via un réseau de chaud et de froid. Ce dossier a été financé par l'Ademe à hauteur de 969 000 euros dans le cadre de l'appel à projets Fonds NTE 2017. Les travaux de ce projet représentant un investissement total de 135 millions d'euros (dont 3,4 millions pour les installations de la boucle d'eau tempérée) sont en cours. Le calendrier prévoit le début des livraisons dès 2020, le cinéma dans un premier temps, puis les logements.

