

LE JOURNAL

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

ÉDITION SPÉCIALE

DÉCEMBRE 2023



Bois énergie

**Novo Nordisk :
une usine 100 %
énergie renouvelable**

Géothermie

**Géothermie de
surface : le potentiel
du Grand Paris**

Contrat territorial

**Amiens, un
réseau de chaleur
multi-énergies**

Verre à moitié plein

Vincent Jacques le Seigneur
Directeur de la publication

350 M€ en 2021, 521 M€ en 2022, 595 M€ cette année... Et sans doute plus de 820 M€ pour le prochain exercice même s'il est trop tôt pour dire avec certitude ce que sera le Fonds chaleur l'année prochaine. Un budget qui aura donc plus que doublé en quatre ans mais dont on sait déjà qu'il ne suffira pas pour financer tous les projets déposés. Cette année encore, l'Ademe a dû fermer prématurément son guichet faute de crédits disponibles pour répondre à toutes les sollicitations. Ce qui fait dire aux acteurs du secteur que le compte n'y est pas et qu'il faudrait à minima 1 Md€ pour répondre à la demande. Le fonds chaleur serait-il victime de son succès ? Verre à moitié plein ou à moitié vide, ce qui est sûr c'est qu'il a été bu jusqu'à la lie.

Trois raisons devraient inciter les pouvoirs publics à redoubler d'efforts.


La première, qu'il faut marteler, est qu'il ne saurait y avoir de neutralité carbone en 2050, comme nous l'avons collectivement décidé en Europe, sans un sursaut de ce secteur qui pèse lourd dans le bilan énergétique de l'Union européenne. L'électrification des usages et le développement des sources renouvelables électriques ne suffiront pas. Le rythme de développement de nouveaux projets dans le domaine de la chaleur renouvelable doit être significativement accéléré pour parvenir au net zéro.

La seconde est l'enjeu particulier que constitue la rénovation énergétique de quelque 30 millions de bâtiments que vient de le décider le trilogue¹ à Bruxelles dans le cadre d'une nouvelle proposition législative. La plupart de ces bâtiments sont chauffés au moyen de combustibles fossiles et sont aujourd'hui responsables de plus du tiers des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne. Le texte mise d'abord sur l'efficacité et la sobriété et prévoit que les bâtiments résidentiels réduisent leur consommation énergétique d'au moins 16 % d'ici à 2030 et d'au moins 20 à 22 % d'ici à 2035. Mais il enjoint aussi le passage à des sources renouvelables en inscrivant la suppression des chaudières à combustibles fossiles, donc au gaz et au fioul, d'ici à 2040.

La troisième, qui est liée aux deux premières et nous ramène à l'hexagone, est que de l'aveu même de la directrice du climat, de l'efficacité énergétique et de l'air au ministère de la Transition énergétique (MTE), Diane Simiu, la chaleur renouvelable et de récupération sera "un volet central" dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en cours de discussion. L'objectif français serait désormais de 288 TWh consommés en 2030 contre 157,8 TWh à fin 2021 selon le Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération. Cette croissance exponentielle va nécessairement se traduire par encore plus de projets ayant impérativement besoin du soutien du Fonds chaleur. Et pas seulement pour la rénovation des bâtiments. Comme nous le montrons dans ce numéro, les solutions existent : réseaux de chaleur, chaufferies biomasse, chaudières industrielles, unités de méthanisation, géothermie de surface, solaire thermique collectif... Elles sont diverses, viables efficaces mais nécessitent encore un soutien financier.

Et le *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération* de conclure : « La décarbonation de la chaleur est indispensable pour répondre aux enjeux de souveraineté énergétique, de neutralité carbone et de maîtrise de la facture énergétique des Français. D'une part, l'énergie thermique représente près de la moitié de nos consommations énergétiques et d'autre part, elle est massivement produite par des énergies fossiles importées, fortement émettrices de gaz à effet de serre et soumises à des variations de prix importantes ». Notons que ce n'est plus seulement le prix de la tonne de carbone ou celui du gaz sur le marché spot qui motivent les acteurs du secteur mais bien la volonté commune et souhaitable de préparer le monde décarboné de demain.

1. Parlement, Conseil et Commission européenne



Crédit de couverture :
BRGM – Depoorter

journal-enr.org

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

Régie publicitaire : Kathy Essid, FFE
(tél. : +33 1 53 36 37 80). www.ffe.fr

Directeur de la publication :
Vincent Jacques le Seigneur


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

Rédacteur en chef :
Vincent Boulanger

Rédacteurs : Arnaud Wyatt


Secrétaires de rédaction : Rachel Laskar



Maquette – réalisation : Guillaume Bonduelle

 Les pages "chaleur renouvelable" publiées en 2023 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 2023
ISSN 2491-8687
Commission paritaire : n° 1123 G 84361

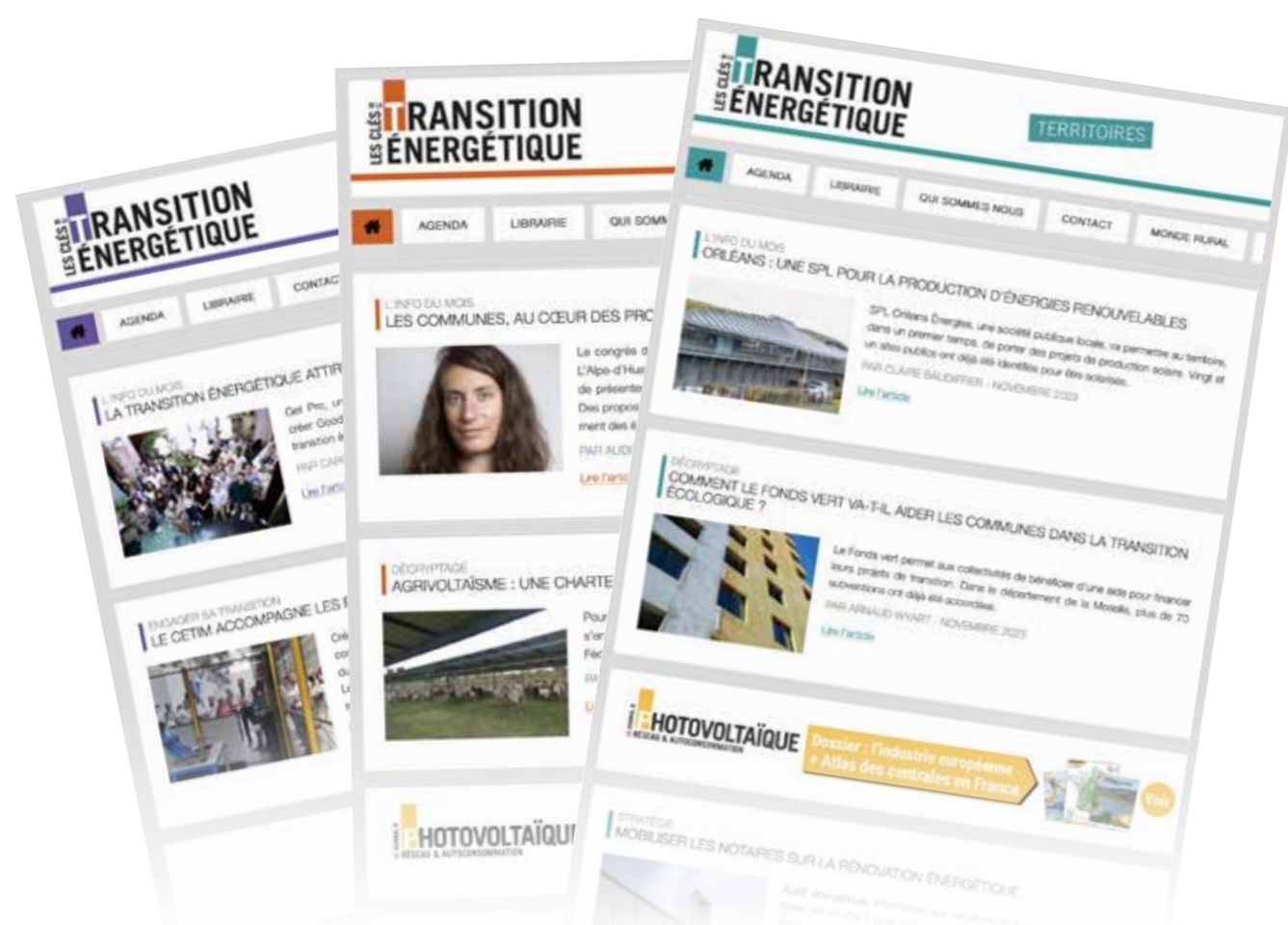
Éditeur : 
Observatoire des énergies renouvelables
146 rue de l'Université – 75007 Paris
Tél. : + 33 (0)1 44 18 00 80
www.energies-renouvelables.org



Vous êtes acteur des territoires, des entreprises
ou du monde rural ?

C'EST FAIT POUR VOUS !
Mensuel, digital & gratuit sur-mesure



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

Éditeur



Partenaires



BOIS ÉNERGIE

**Novo Nordisk : une
usine 100 % énergie
renouvelable**
p. 14

Le Danois Novo Nordisk, spécialisé dans la préparation d'insuline, a installé sur son site français de Chartres une chaudière biomasse qui couvre 85 % des besoins en chaleur. La méthanisation assure la part complémentaire, tandis que l'électricité est produite par des éoliennes.



GÉOTHERMIE

**Géothermie de
surface : le potentiel
du Grand Paris**
p. 28

La Métropole du Grand Paris et le BRGM ont effectué une étude précise des ressources géothermiques de Paris et des 130 communes métropolitaines environnantes. Les données ont été croisées avec les besoins en chaleur du territoire, montrant un fort potentiel d'utilisation de cette énergie.



CONTRAT TERRITORIAL

**Amiens, un réseau
de chaleur
multi-énergies**
p. 42

Depuis 2017 et la création d'une société d'économie mixte à opération particulière, la ville d'Amiens et Engie Solutions développent activement un réseau de chaleur alimenté par un mix énergétique innovant.

BILAN FONDS CHALEUR

Fonds chaleur 2022 :
un soutien inédit face à la crise 4
Évolution du Fonds chaleur :
un accompagnement élargi 6

BOIS ÉNERGIE

Réseau de chaleur de Compiègne :
un passage à la biomasse
mûrement réfléchi 8
Dis scierie : comment sécher
son bois avec ses connexes ? 10
Une sixième chaufferie
biomasse pour Angers 12
Novo Nordisk : une usine
100 % énergie renouvelable 14
En Mayenne, une troisième
chaufferie bois pour Bel 16

MÉTHANISATION

Biométhane : une relance des projets 18
Biogaz : un prêt sans garantie
pour sécuriser les projets 20
À Maen-Roch,
la méthanisation a tout bon 22

GÉOTHERMIE

Le pilotage de l'énergie
à l'échelle d'un quartier 24
La géothermie pour une maison
de santé à température idéale 27
Géothermie de surface :
le potentiel du Grand Paris 28
Des corbeilles pleines
de bonnes surprises 30
Annecy, le lac et son énergie 32

SOLAIRE THERMIQUE

Solaire thermique :
apprendre des erreurs du passé 34
Eau chaude solaire
à l'hôtel Castelli Rossu 36

DISPOSITIFS FONDS CHALEUR

Troisième contrat de chaleur
renouvelable pour Grenoble
et Saint-Étienne 38
Amiens, un réseau de chaleur
multi-énergies 42

Fonds chaleur 2022 : un soutien inédit face à la crise

Pour poursuivre la dynamique entreprise et répondre à la crise énergétique, le Fonds chaleur a atteint un budget de 522 millions d'euros en 2022 qui a notamment profité aux réseaux de chaleur, à la biomasse et aux énergies de récupération. PAR GÉRALDINE HOUOT

Pas moins de 521 715 192 euros ! Le budget 2022 est le plus important que le Fonds chaleur, opéré par l'Ademe, ait connu depuis sa création en 2009 pour accompagner le développement d'installations de chaleur renouvelable. Alors qu'il était de 350 millions d'euros en 2021, il a été porté à 370 millions d'euros début 2022, puis à 520 millions d'euros dès le mois de mars pour faire face aux conséquences de la guerre en Ukraine, soit une majoration globale de près de 50 % par rapport à l'année précédente.

Trois secteurs en tête

Cette augmentation importante du budget a profité aux réseaux de distribution de chaleur avec un investissement en hausse de 70 % par rapport à 2021. « On note en effet un accroissement des demandes de raccordement et des réflexions des collectivités pour créer, développer et verdir des réseaux en raison de l'explosion des coûts des énergies fossiles », commente Simon Thouin, coordinateur du Fonds chaleur à l'Ademe. Le mètre linéaire coûte cependant plus cher qu'auparavant, les réseaux les plus denses (et plus rentables) ayant déjà été développés.

La biomasse profite également de l'augmentation du Fonds chaleur, avec une forte dynamique des projets sur réseaux de chaleur, mais surtout des projets financés dans le cadre de l'appel à projets visant la production de chaleur à partir de biomasse pour la cible industrielle (AAP BCIAT) et du nouvel appel à projets biomasse chaleur pour l'industrie du bois (AAP BCIB) destiné aux industriels du bois¹. 1 844 873 MWh biomasse ont ainsi été soutenus au total en 2022 par le Fonds chaleur, auxquels s'ajoutent 2 632 794 MWh aidés dans le cadre de l'AAP BCIAT financé par le Fonds de décarbonation de l'industrie (FDI, France relance), soit 71 % de la production de chaleur renouvelable soutenue via ces deux fonds. « Le BCIAT émerge à la fois sur le Fonds chaleur et sur le FDI qui a financé pour 180 millions d'euros de projets biomasse en 2022 », explique Simon Thouin.

Dernier secteur qui s'affirme : la récupération de chaleur fatale dans l'industrie. 565 819 MWh ont été soutenus en 2022 contre 56 704 MWh en 2021. Si on ajoute à cela la chaleur issue des unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM), près d'un quart des projets accompagnés en 2022 concernent la récupération de chaleur.

Un soutien adapté à la crise

Le bilan du Fonds chaleur 2022 fait cependant état d'un ratio d'aide élevé de 7,09 euros/MWh (20 ans) contre 5,3 euros/MWh (20 ans) l'année dernière (3,6 TWh accompagnés). « Ce n'est pas une surprise. Nous avons ce chiffre en tête. Nous avons davantage soutenu les projets pour compenser l'inflation et la forte hausse des coûts d'investissement », commente Simon Thouin. Un certain nombre de décisions sur les modalités de financement des projets ont d'ailleurs été prises en cours d'année en ce sens, comme l'augmentation en moyenne de 20 % du montant des aides au forfait (lire *Le Journal des énergies renouvelables* n° 262).

Le développement des contrats chaleur renouvelable (CCR), qui permettent à l'Ademe de soutenir en grappe des petits projets, fait également mécaniquement monter le ratio d'aide. « Ces contrats nécessitent un soutien important pour une production globale peu élevée, mais ils sont

indispensables pour développer les énergies renouvelables et de récupération en zone rurale notamment. Il y a une forte demande », insiste Simon Thouin. 79 958 MWh ont en effet été soutenus en 2022 (contre 52 323 MWh en 2021) via ces contrats qui représentent 400 installations, soit près de la moitié du nombre de projets soutenus par le Fonds chaleur. Si la plupart des projets concernent la biomasse, les productions géothermiques ont cependant plus que quadruplé via ces contrats.

Enfin, ce haut ratio de soutien s'explique par la baisse importante des projets de méthanisation (1 352 590 MWh soutenus en 2021 contre 510 646 MWh en 2022) qui bénéficient d'un faible taux d'aide de l'Ademe, étant soutenus par ailleurs via les tarifs d'achat du biométhane. Cette baisse du nombre de projets s'explique entre autres par la diminution des tarifs d'achat en novembre 2020.

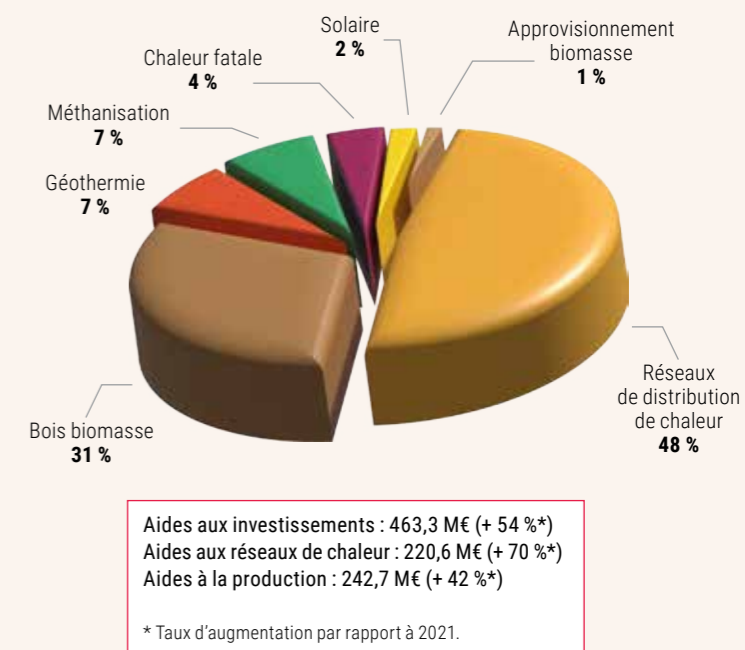
Si l'on prend en compte dans le ratio d'aide les installations financées non seulement par le Fonds chaleur mais également par le FDI, celui-ci baisse cependant à 5,56 euros/MWh (20 ans), environ comme en 2021.

Une année 2023 prometteuse

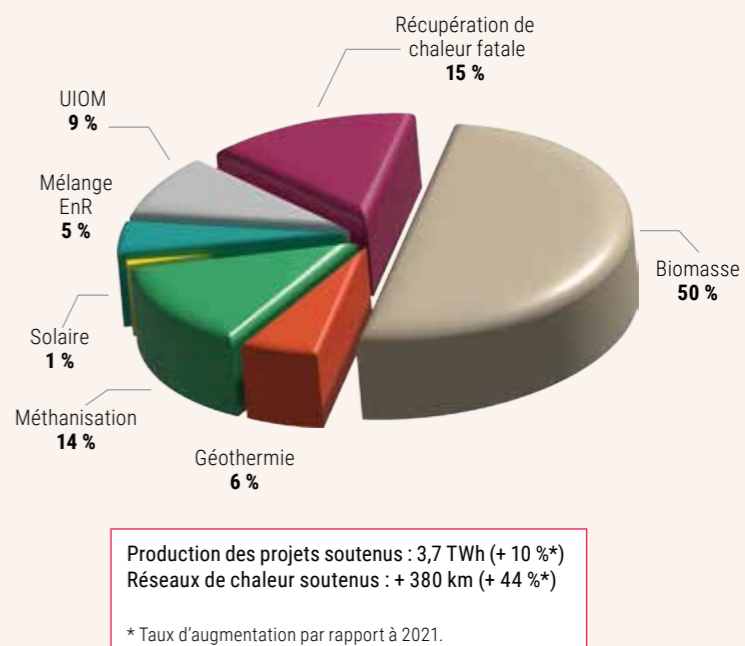
Au final, 6,3 TWh de chaleur renouvelable ont été accompagnés via le Fonds chaleur et le FDI en 2022, soit le chiffre de loin le plus important depuis 2009 grâce à un budget total de 700 millions d'euros. Pour 2023, le Fonds chaleur est maintenu à 520 millions d'euros auxquels s'ajoutent 125 millions d'euros de France 2030 pour les installations de production de chaleur à partir de biomasse pour le secteur industriel. « La dynamique est encore plus forte en 2022, donc l'intégralité des fonds sera engagée sans problème, affirme Simon Thouin. Pour atteindre les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de production de chaleur renouvelable, il aurait cependant fallu avoir ce rythme de développement depuis longtemps. » La PPE vise en effet 196 TWh de chaleur renouvelable en 2023 et entre 219 et 247 TWh d'ici 2028. Or, selon la dernière édition du *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération* (édition 2022), la production de chaleur renouvelable n'était en France que de 157,8 TWh à fin 2021. ■

1. L'AAP BCIB est destiné aux installations de production de chaleur à partir de biomasse supérieure à 4000 MWh/an pour chauffer des industries du bois manufacturières (scieries, panneaux). Cet AAP a pour objectif de développer les capacités de séchage de bois construction en France.

Fonds chaleur 2022 : répartition des investissements



Fonds chaleur 2022 : production de chaleur renouvelable



Évolution du Fonds chaleur : un accompagnement élargi



Le Fonds chaleur a connu des évolutions notables en 2022 en réaction à la guerre en Ukraine. Simon Thouin, coordinateur du Fonds chaleur à l'Ademe, nous les détaille. Outre l'augmentation de l'enveloppe du Fonds, ces évolutions visent surtout à faciliter l'accès aux aides et à augmenter le nombre de bénéficiaires. PROPOS RECUEILLIS PAR GÉRALDINE HOUOT

Le budget du Fonds chaleur 2022 a été rehaussé de façon importante en cours d'année pour faire face à la crise énergétique. Est-ce que l'ensemble des fonds a été engagé ?

Simon Thouin : Le budget du Fonds chaleur était de 350 millions d'euros en 2021. Il avait été porté à 370 millions d'euros début 2022, puis a effectivement été augmenté à 520 millions d'euros dès le mois de mars dans le cadre du plan de résilience gaz mis en place pour faire face aux conséquences de la guerre en Ukraine. Soit une augmentation de plus 40 %. Pour engager ce budget nettement en hausse, nous avons dû faire évoluer dans la foulée nos modalités de financement des projets. C'est très exceptionnel. D'ordinaire, il n'y a jamais de changements des règles de soutien en cours d'année. Grâce à ces mesures, nous avons finalement réussi à engager la totalité du Fonds chaleur 2022.

Quelles ont été les principales évolutions des modalités de financement ?

S. T. : Dès juin, nous avons élargi le périmètre des aides au forfait dédiées aux projets de petite et moyenne tailles de façon que ces derniers soient plus nombreux à être concernés. Par exemple, pour les installations biomasse, le seuil d'éligibilité est passé de 12 000 à 20 000 MWh¹. Cela nous a permis d'accélérer le traitement des dossiers et de donner plus de visibilité aux porteurs de projets sur l'ampleur de l'aide à laquelle ils pouvaient prétendre. Nous avons, en parallèle, augmenté le montant des forfaits en moyenne d'une vingtaine de pourcents pour compenser la forte inflation des coûts d'investissement. S'agissant de la biomasse, nous avons ouvert le Fonds chaleur au renouvellement d'installations anciennes. Auparavant, seules les nouvelles installations étaient éligibles. Il y a certaines conditions d'ancienneté à remplir et les niveaux d'aides sont moindres que dans le cas d'installations neuves, mais cela répond à une demande qui avait été formulée notamment par les industriels du bois, précurseurs dans le domaine. Enfin, nous avons lancé en mai un appel à projets (AAP) pour les villes de moins de 50 000 habitants, pour financer jusqu'à 90 % des études préalables nécessaires à la création ou à l'extension d'un réseau de chaleur, et essayer ainsi de lancer une dynamique dans ces villes. Le succès ayant été au rendez-vous, l'AAP devrait être réitéré en 2023.

Le budget du Fonds chaleur n'a en revanche pas été augmenté pour 2023 malgré les demandes des professionnels. Est-ce que 520 millions d'euros suffisent au vu du retard pris vis-à-vis des objectifs 2023 de la programmation pluriannuelle de l'énergie ?

S. T. : À ce jour, dans la loi de finances, il n'y a effectivement pas d'augmentation prévue du Fonds chaleur. Mais 520 millions d'euros représentent un budget déjà conséquent, supérieur de 50 % à celui de 2021. À noter néanmoins que des projets de chaleur renouvelable, notamment pour l'industrie, peuvent également être accompagnés via des appels à projets lancés dans le cadre du programme d'investissements France 2030, gérés par l'Ademe pour le compte de l'État.

Est-ce que de nouvelles évolutions des règles de soutien sont prévues pour 2023 ?

S. T. : Il y aura des évolutions intéressantes pour la géothermie de surface. Le Fonds chaleur permettra prochainement de financer le froid renouvelable géothermique (froid actif). Jusqu'à présent, la production simultanée de froid et de chaud par des thermofrigopompe³ pouvait être accompagnée, mais pas la production de froid l'été grâce à une pompe à chaleur par exemple. Nous sommes néanmoins en attente de la version finale des modalités de calcul de cette aide par la Commission européenne. Pour la chaleur fatale, les règles devraient également être moins restrictives. Les industriels pourront récupérer de la chaleur pour



La chaufferie biomasse installée à Saint-Pantaléon-de-Larche (Corrèze) alimente une partie du réseau de chaleur de la ville de Brive depuis 2019.

l'utiliser sur le même procédé alors qu'avant, la chaleur devait être valorisée sur un autre procédé. Seront désormais éligibles, également, les projets qui impliquent un changement de vecteur énergétique, comme le passage de la vapeur à l'eau chaude par exemple, ce qui n'était pas le cas avant. Pour les autres énergies, il s'agit essentiellement d'évolutions destinées à simplifier les procédures, toujours dans l'optique de faciliter le dépôt et le traitement des dossiers. ■

1. Les aides forfaitaires sont accordées jusqu'à un seuil de production de chaleur de 20 000 MWh, au lieu de 12 000 MWh auparavant. Cela correspond par exemple à des installations de puissance allant de 5 à 10 MW, capable d'alimenter des réseaux de chaleur urbains relativement conséquents, de plusieurs kilomètres.
2. La PPE 2020 fixe un objectif de production de chaleur renouvelable de 196 TWh en 2023 et entre 218 et 247 TWh en 2028. Selon la dernière édition du Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération (édition 2022), elle n'était que de 157,8 TWh à fin 2021.
3. Pompes à chaleur permettant de produire simultanément du chaud et du froid.

Réseau de chaleur de Compiègne : un passage à la biomasse mûrement réfléchi

Le réseau historique de la ville de Compiègne dans l'Oise fonctionne depuis un an grâce à la biomasse. La ville s'est entourée d'un bureau d'études et d'un cabinet d'avocats pour trouver les meilleures solutions techniques et juridiques. PAR GÉRALDINE HOUOT

Il aura fallu un peu plus de temps que prévu, mais le réseau de chaleur de la ville de Compiègne (Oise) a fini par trouver une solution pour intégrer l'énergie renouvelable. Créé dans les années 1960, il a connu le fioul lourd, le fioul domestique, le gaz puis le gaz accompagné d'une cogénération avec un écrêtement au fioul avant de passer, l'année dernière, à la biomasse. Elle remplace la cogénération gaz arrivée en fin de contrat et évince définitivement le fioul.

« Nous avons déjà tenté quelques années auparavant de passer au bois, mais il n'y avait pas de terrain disponible pour installer la chaufferie et il n'avait pas été possible de s'entendre sur les aspects techniques et économiques avec Engie Solutions, détenteur de la délégation de service public (DSP). La ville a relancé le dossier en 2018 à l'aide d'un bureau d'études pour étudier toutes

les solutions d'énergies renouvelables possibles : géothermie, chaleur fatale, biomasse... C'est cette dernière qui est apparue la plus pertinente étant donné la ressource en bois locale, sachant qu'un terrain jouxtant la chaufferie existante, appartenant pour moitié à la ville et pour moitié à l'Agglomération de la région de Compiègne (ARC), était désormais utilisable pour accueillir le nouvel équipement », explique Denis Séjourné, directeur général adjoint en charge du pôle Développement durable de l'ARC.

La ville s'est également entourée d'un cabinet d'avocats pour analyser les différents montages juridiques envisageables : création d'une société dédiée, création d'une DSP spécifique, avenant à la DSP en cours, etc. « C'est finalement cette dernière solution qui a été retenue. L'avenant a prolongé le contrat de huit ans. Nous ne savions pas si c'était possible, les modifications étant substantielles et le contrat initial ayant déjà connu

La chaufferie sera alimentée quasiment à parts égales par des plaquettes forestières et du broyat de palettes.



ENGIE SOLUTIONS

douze avenants. Mais la préfecture a validé ce montage », poursuit Denis Séjourné.

Maîtriser le coût de l'énergie

Le projet est finalement acté en juin 2019 et la chaufferie bois, d'une puissance de 14 MW, inaugurée trois ans plus tard, en avril 2022, après un an de travaux. Elle devrait couvrir au minimum 65 % des besoins en chaleur annuels du réseau, qui devraient s'élever à 65 GWh (chauffage et eau chaude sanitaire pour certains bâtiments). Mesurant 16 km, celui-ci alimente l'équivalent de 9 000 logements, dont un certain nombre de bâtiments publics tels que le complexe sportif de Huy ou encore l'université technologique de Compiègne. « Avant le passage à la biomasse, l'énergie fournie par le réseau était



au même prix qu'une solution gaz pour les copropriétés. Le coût moyen annuel pour un logement type de 70 m² avec une consommation de 8 MWh/an était de 760 euros en 2020 par exemple. Il est passé à 1 235 euros en 2022 hors bouclier tarifaire avec la biomasse. Sans, il aurait été de 1 920 euros. Il y a ainsi quand même une augmentation due à l'augmentation du prix de la part restante de gaz, mais elle est largement contenue grâce à la nouvelle chaufferie », commente Denis Séjourné.

Ce choix de la biomasse permet en outre à la collectivité d'éviter l'émission de 12 000 tonnes de CO₂ par an. Contractuellement, le bois doit venir à minima à 80 % d'un rayon de moins de 100 km. « Actuellement il vient à 100 % de ce rayon. Mais une partie pourra venir d'un peu plus loin, jusqu'à 110 ou 120 km, en cas de forte demande locale en biomasse », explique David Maillot, responsable départemental Engie Solutions.

Les habitants étant très attachés à la forêt de Compiègne, il a fallu expliquer l'absence d'impact de la chaufferie sur cette dernière via un travail pédagogique. « Le bois utilisé est en effet à 51 % de la plaquette forestière et à 49 % du broyat de palettes », détaille David Maillot. « La filière locale est contente de trouver un débouché à ces produits, car une grande partie était auparavant expédiée en région parisienne, voire plus loin », complète Denis Séjourné.

Il n'y a pas non plus de nuisance due aux camions. La chaufferie est proche du centre-ville mais desservie par une pénétrante très passante. Le ballet des véhicules acheminant le bois, cinq en moyenne par jour, n'affecte ainsi que peu le trafic routier. L'Oise passant non loin de là, une solution d'acheminement par l'eau avait cependant été étudiée. Mais le coût important pour construire le ponton d'accueil des barges a découragé la municipalité de faire ce choix.

Un schéma directeur pour aller plus loin

D'un coût de 11,2 millions d'euros, le projet a été soutenu par l'Ademe dans le cadre du Fonds chaleur à hauteur 4,83 millions d'euros. L'aide était soumise à la réalisation d'un schéma directeur du réseau de chaleur qui a rendu ses conclusions il y a un an, prévoyant trois phases de développement. La première doit être mise en œuvre rapidement dans le cadre d'un quatorzième avenant au contrat d'exploitation signé avec Engie Solutions. Celui-ci engage notamment Engie à passer l'intégralité du réseau en basse température et basse pression, seules deux de ses trois branches l'étant pour l'instant. Il prévoit également des extensions, qui permettront entre autres de raccorder des bâtiments importants de la collectivité. L'ensemble devrait être terminé pour la prochaine saison de chauffe. La collectivité pourra alors passer aux phases 2 puis 3 du schéma directeur qui prévoient des extensions plus importantes du réseau. ■

Dis scierie : comment sécher son bois avec ses connexes ?

Depuis janvier 2022, la scierie raboterie Lamarque Sogy Bois, dans les Landes, sèche son bois grâce à une chaufferie biomasse qui consomme les sous-produits de l'entreprise. Elle réalise ainsi d'importantes économies et réduit son empreinte carbone.

PAR GÉRALDINE HOUOT

C'est l'une des plus anciennes scieries raboteriers encore en service dans le massif des Landes. Créée en 1895, Lamarque Sogy Bois était à l'origine une scierie mobile arpentant les forêts locales pour couper les pins sur pied. Installée désormais à Ygos-Saint-Saturnin sur treize hectares, elle fabrique des parquets, lambris, moulures et frises (planches sciées) pour l'industrie du jouet, du cercueil et les intervenants de la construction (portes, fenêtres). Le tout en pin maritime issu de forêts gérées durablement et situées dans un périmètre entre 80 et 100 km autour de l'entreprise, pour un chiffre d'affaires d'environ 15 millions d'euros. Regroupant actuellement une centaine de collaborateurs, elle appartient au groupe Abso Bois qui propose également des solutions d'agencement des intérieurs professionnels ou privés (Abso Agencement) et d'ameublement (Abso Meubles) ainsi que des menuiseries intérieures/extérieures en bois. Ses clients sont autant les particuliers que les entreprises telles que celles de la grande distribution et des enseignes franchisées dans divers secteurs (sport, prêt à porter, commerces de proximité, équipements automobiles, pharmacies, restaurants, etc.).

Un séchage vert

La scierie est surtout depuis janvier 2022 à la pointe de la modernité grâce à une chaufferie biomasse de 5 MW qui assure le séchage des planches de pin sciées par l'entreprise, permettant de stabiliser le bois, de tuer les parasites et d'éviter des craquements. Trois jours de séchage à 75 °C sont nécessaires, suivis de dix jours de stabilisation, avant de pouvoir le raboter et proposer des produits finis. « Le séchage était réalisé auparavant grâce à une chaufferie vieille de plus de trente ans qui fonctionnait au bois et à l'électricité. Elle était obsolète et vraiment polluante. Il

était donc indispensable de la changer », raconte Antoine Messean, qui a racheté en 2018 Lamarque Sogy Bois et créé le groupe Abso Bois qu'il préside depuis.



Le nouvel équipement produit 20 MWh par an intégralement autoconsommés. L'entreprise a en parallèle mis en place un nouveau séchoir venant compléter l'installation initiale. L'ensemble lui permet de sécher désormais 750 m³ de bois par an contre 600 m³ auparavant et de faire d'importantes économies, soit 165 000 euros en 2022. « Nous avons supprimé les charges d'électricité et gagné en productivité. Nous séchons mieux et plus vite », explique Antoine Messean qui se réjouit de réduire également grâce à cet investissement les émissions de carbone de l'entreprise.

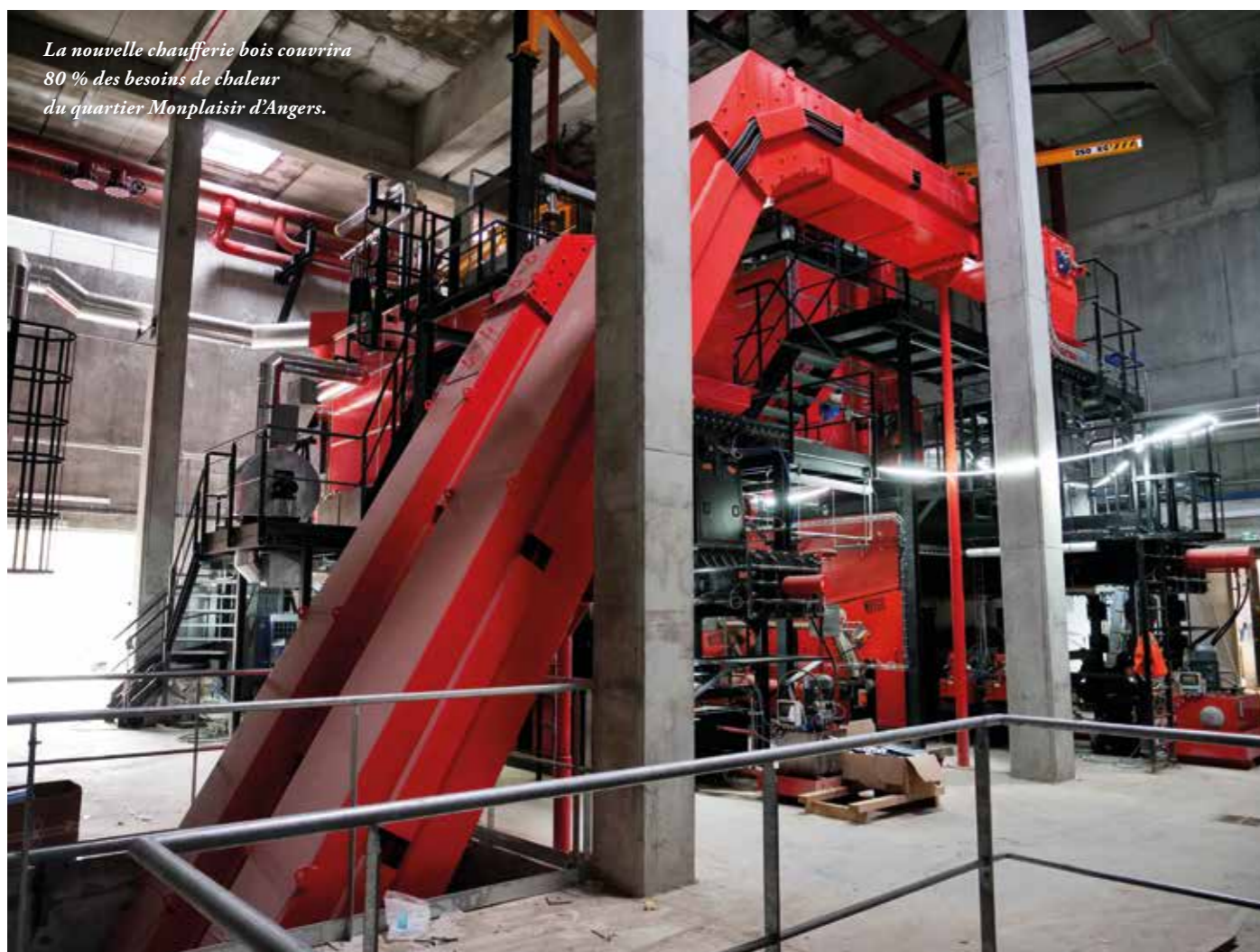
Valoriser ses déchets

Le système fonctionne en circuit court puisque la chaufferie biomasse est intégralement alimentée par les connexes de bois de la scierie : 80 % de sciure verte, 15 % de plaquettes vertes issues du broyage et 5 % d'écorces. Ce qui n'est

pas consommé sur place est vendu à des fabricants de pellets ou de produits de paillage et d'aménagement de jardins.

Achetée aux établissements français Comte, la chaufferie a coûté, avec le séchoir, un peu plus de deux millions d'euros. La moitié est financée grâce à un prêt Bpifrance. Lauréate en 2020 de l'appel à projets grandes installations biomasse dans les secteurs industriel, agricole et tertiaire (AAP BCIAT), réservée aux projets qui assurent une production de chaleur de plus de 12 000 MWh/an, l'entreprise a également bénéficié d'une aide de l'Ademe via le Fonds chaleur de 950 000 euros, portant à la fois sur la chaufferie et le séchoir. Le reste, soit autour de 200 000 euros, a été financé sur fonds propres. « Avec le sciage, le séchage est un point névralgique de notre activité, commente Antoine Messean. Cet investissement représente une étape majeure pour Lamarque Sogy Bois. » ■

La nouvelle chaufferie biomasse et le nouveau séchoir ont permis de supprimer les charges d'électricité, de sécher mieux et plus vite le bois.



La nouvelle chaufferie bois couvrira 80 % des besoins de chaleur du quartier Monplaisir d'Angers.



Une sixième chaufferie biomasse pour Angers

En début d'année, une sixième chaufferie biomasse a vu le jour sur le territoire d'Angers. Elle alimente le réseau de chaleur d'Angers Monplaisir en cours de développement. PAR GÉRALDINE HOUOT

Cela ressemble presque à une collection... Après la centrale Biowatts sur la Roseraie au sud, Belle-Beille à l'ouest, les Hauts-de-Saint-Aubin au nord, le CHU au centre et Nozay à l'est, c'est une sixième chaufferie biomasse qui a été mise en service à Angers. Son but : alimenter le dernier réseau de chaleur en date de la ville, en cours de finalisation dans le quartier Monplaisir. « Il y a une longue tradition de réseau de chaleur à Angers. Le premier a été créé dans les années 1970 et était alimenté au départ par un incinérateur, aujourd'hui fermé. La cogénération biomasse Biowatts a pris le relais en 2013. Désormais, on compte onze réseaux pour un total de 72 km : six petits privés souvent encore au gaz et cinq publics plus importants avec un taux élevé d'énergies renouvelables », explique Jacques-Olivier Martin, vice-président d'Angers Loire Métropole, en charge des réseaux de chaleur, et président de la société publique locale (SPL) Alter Services, propriété d'Angers et Angers Loire Métropole, à qui l'agglomération a délégué petit à petit la gestion de ses réseaux, dont celui de Monplaisir.

Réduire le prix de la chaleur

Acté à l'issue d'un schéma directeur des réseaux de chaleur réalisé en 2017, celui-ci s'inscrit dans un contexte particulier. « Le quartier date de 1965. C'était, jusqu'il y a peu, le quartier le plus défavorisé d'Angers, avec des tours d'immeubles en mauvais état, une faible mixité sociale et un fort taux de chômage. 200 millions d'euros ont été débloqués depuis 2019 pour le rénover. Une nouvelle ligne de tram qui le dessert a en outre été construite, et des emplois ont été créés. Le réseau de chaleur participe de la même démarche. Il a une vocation environnementale bien sûr, mais aussi sociale. Il a été décidé

avec pour objectif, entre autres, de démonter les chaudières gaz individuelles de trois tours représentant 486 logements, et de donner ainsi accès aux ménages à une énergie plus stable et moins chère. Chaque foyer va économiser, au prix actuel du gaz, 250 euros par an », poursuit l'exploitant. Long de 8,2 km, le réseau alimentera dès cette année 25 immeubles de logements collectifs, dont la moitié de logements sociaux, ainsi que des bâtiments publics tels que le relais de la mairie, le gymnase, la maison de quartier, la direction des bâtiments de la ville d'Angers, un lycée, une piscine...

80 % d'énergie renouvelable

La nouvelle chaufferie biomasse, qui comprend deux chaudières de 3,6 et 1,3 MW, couvrira 80 % des besoins annuels du quartier Monplaisir, les 20 % restants étant fournis par le gaz (14 MW en appoint et secours). Le bois utilisé sera pour les deux tiers des plaquettes forestières, pour un tiers des résidus de gestion des haies bocagères, ressource importante dans la région. 10 500 tonnes devraient être brûlées chaque année, venues de moins de 100 km, permettant une réduction de l'empreinte carbone du quartier de 5 000 tonnes de CO₂ par an. « Ces résidus de bois n'étaient pas utilisés auparavant, mais la mise en service au fil du temps des différentes chaufferies biomasse d'Angers a permis de structurer la filière locale », souligne Jacques-Olivier Martin. L'investissement, de 15,3 millions d'euros, est soutenu à hauteur de 8,5 millions par l'Ademe : 3,1 millions pour la partie chaufferie, dont 20 % conditionnés à une production annuelle supérieure à 22,4 GWh par an, et 5,4 millions pour la partie réseau. La métropole a également pu bénéficier d'une aide de l'Ademe pour la réalisation du schéma directeur des réseaux de chaleur à hauteur de 70 % (lire encadré).

Elle est loin d'en avoir fini : les réseaux de chaleur publics qui ceinturent aujourd'hui la ville vont petit à petit se rapprocher du centre-ville grâce à des extensions et des interconnexions. Angers Loire Métropole s'est fixé l'objectif d'atteindre 350 GWh délivrés en 2032 (soit la consommation de 30 000 logements) sur Angers grâce à des réseaux de chaleur, contre 227 GWh en 2022. L'objectif sera dépassé, en atteignant 420 GWh délivrés à cette échéance, soit 20 % de plus que prévu. Une étude de faisabilité est en cours pour aller encore plus loin. ■

Appel à projet « Une ville un réseau »

L'Ademe soutient les collectivités pour la réalisation d'un schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid à hauteur de 70 %. Pour favoriser le développement de réseaux dans les villes et établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) de moins de 50 000 habitants, un appel à projets appelé « Une ville, un réseau » est ouvert jusqu'au 15 septembre prochain, permettant de bénéficier non pas de 70 % mais de 80 % d'aides. Les études de faisabilité de réseaux de chaleur sont aussi concernées. <https://bit.ly/3PEcA8z>

Novo Nordisk : une usine 100 % énergie renouvelable

Le Danois Novo Nordisk, spécialisé dans la préparation d'insuline, a installé sur son site français de Chartres une chaudière biomasse qui couvre 85 % des besoins en chaleur. La méthanisation assure la part complémentaire, tandis que l'électricité est produite par des éoliennes. PAR GÉRALDINE HOUOT

Danemark, France, États-Unis, Chine et Brésil. L'entreprise danoise Novo Nordisk, spécialisée dans les solutions thérapeutiques contre les maladies chroniques graves comme le diabète, possède sept sites stratégiques dans le monde, engagés depuis la fin des années 1990 dans une démarche environnementale : réduction des consommations énergétiques, d'eau et de ressources, meilleure gestion des déchets et recours aux énergies renouvelables sont au programme, avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2030 (lire encadré).

Chartres à la pointe

Le site français, implanté depuis soixante ans à Chartres (Eure-et-Loir), est en la matière un des plus avancés. Après avoir opté en janvier 2020 pour une fourniture d'électricité provenant de fermes éoliennes en mer du Nord via un green power purchase agreement (green PPA), la direction a fait le choix de la biomasse en remplacement du gaz naturel pour couvrir les besoins, élevés, en chaleur. Ces derniers atteignent en effet actuellement 25 GWh par an, pour le chauffage des bâtiments mais surtout pour les activités de production d'insuline, très gourmandes en énergie car elles nécessitent une production importante de vapeur. « J'ai rencontré il y a huit ans les équipes de l'Ademe et d'Engie Solutions pour voir comment il était possible d'organiser l'utilisation de la biomasse et obtenir des aides. Cela a débouché en 2018 sur le dépôt d'un dossier de demande de subvention auprès de l'Ademe dans le cadre de l'appel à projets BCIAT¹ », raconte Xavier Roques, directeur support production du site de Chartres.

Un engagement de longue date

Novo Nordisk a engagé dès la fin des années 1990 sa démarche de réduction de ses impacts environnementaux. La première étape a été de nommer un *energy steward* sur chaque site stratégique et de mettre en place un comptage de toutes les consommations : eau, énergie, déchets, etc. Puis différents plans d'amélioration ont été mis en place. Les différents *energy stewards* se réunissent tous les mois pour échanger sur leurs pratiques. Les directeurs de site rendent également des comptes à la direction générale mensuellement sur les actions mises en place et les résultats obtenus.

Lauréat, le site a inauguré sa chaudière de 4,2 MW en octobre 2021 pour un total de 7 millions d'euros, dont 1,69 million d'euros d'aides de l'Ademe. « Il y a peu d'énergies renouvelables techniquement matures et économiquement acceptables pour produire de la chaleur à suffisamment haute température et obtenir de la vapeur d'eau. La biomasse est parfaitement adaptée aux activités de Chartres, d'autant plus que les besoins en chaleur sont stables sur l'année, ce qui permet d'avoir un fonctionnement optimisé de la chaudière. En région Centre-Val-de-Loire, la filière bois est aussi bien structurée », explique



La chaudière à plaquettes forestières, inaugurée en octobre 2021, affiche une puissance de 4,2 MW.

du suivi de l'installation biomasse et de toutes les utilités industrielles de Novo Nordisk pour Engie Solutions. « On ne peut pas couvrir 100 % des besoins par la biomasse, car il y a des maintenances trimestrielles à réaliser sur la chaudière. Il y a, en outre, des pics de production que cette dernière ne peut pas assumer. Mais, pour atteindre notre objectif de neutralité carbone, nous couvrons les 15 % restants grâce à un contrat d'achat 100 % biogaz depuis janvier 2022 », complète Xavier Roques.

Guillaume Desmier, responsable grands projets à la direction commerciale industrie d'Engie Solutions, société en charge de la construction et de l'exploitation de la chaudière.

Une démarche pensée de A à Z

Contractuellement, l'installation doit assurer au moins 85 % des besoins annuels en chaleur du site, ce qui nécessite environ 8 500 tonnes de combustible et permet d'économiser 5 500 tonnes de CO₂ par an. « Sur la première année de fonctionnement, nous avons atteint un taux de couverture supérieur, de 89 %, en raison d'un bon fonctionnement de la chaudière et d'un besoin optimisé de la part de Novo Nordisk », détaille Nicolas Delubac, responsable de département d'exploitation Eure & Loir - Chartres, en charge

Pour l'approvisionnement en biomasse, le contrat exige plus de 70 % de bois issus de résidus de forêts locales certifiées PEFC (programme de reconnaissance des certifications forestières). « Cette année nous avons atteint 78 % de bois PEFC prélevés dans un rayon de 150 km autour du site. Nous sommes en train de revoir nos filières d'approvisionnement pour atteindre 100 % d'ici septembre », explique Nicolas Delubac. Pour aller jusqu'au bout de la démarche, les cendres récupérées à l'issue de la combustion sont entièrement revalorisées localement, au travers d'épandage ou de réemploi dans l'industrie. « Sur des sites comme celui-ci, avec une production en continu, la principale difficulté est au final la planification du moment de basculement du gaz à la biomasse, conclut le responsable de fonctionnement. Il faut respecter un timing très précis pour perturber au minimum les activités du site. » ■

1. L'appel à projets BCIAT (biomasse chaleur pour l'industrie, l'agriculture et le tertiaire) du Fonds chaleur est réservé aux projets biomasse (chaudières et générateurs air chaud) dont la production thermique est supérieure à 12 000 MWh/an.



La production d'insuline, une des spécialités de Novo Nordisk, est un processus très consommateur d'énergie.

En Mayenne, une troisième chaufferie bois pour Bel

Le groupe Bel poursuit sa conversion aux énergies renouvelables et accueille depuis un peu moins d'un an une troisième chaudière bois, sur le site d'Évron, en Mayenne. PAR GÉRALDINE HOUOT

Et de trois ! À Évron, en Mayenne, le groupe Bel a mis en place voici un an une troisième chaufferie biomasse, après celle de Cléry-le-Petit dans la Meuse en 2012 (site revendu depuis) puis celle de Sablé-sur-Sarthe (Sarthe) trois ans plus tard. « *Ce sont des dossiers complexes et lourds à mener, donc Bel fait un site après l'autre. Il y a dix sites Bel en France mais tous ne seront pas convertis à la biomasse. Il faut des conditions particulières : qu'il y ait à la fois des consommations importantes et des ressources suffisantes en bois localement* », explique Léonard Didiot, directeur du site d'Évron.

Pour cette usine, site clé de Bel où le Babybel a été inventé, toutes les conditions étaient réunies. La production s'élève à 5 millions de mini Babybel par jour, soit plus de la moitié de la production mondiale, ce qui nécessite de grandes quantités de vapeur. « *40 % sont utilisés pour concentrer par évaporation le sérum issu de la fabrication du fromage et pouvoir l'évacuer, 25 % pour la pasteurisation du lait, le reste pour chauffer la cire et pour le conditionnement de l'air dans les caves d'affinage* », détaille Léonard Didiot. Pour l'approvisionnement en biomasse, une étude a été réalisée pour prouver la capacité de la région à alimenter la chaudière, qui consomme 15 000 tonnes par an, tout en respectant les plans de gestion forestière établis par la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal). Le bois, à 60 % des plaquettes et à 40 % du bois issu du recyclage, vient ainsi d'un rayon de 130 km.

Une étroite collaboration exploitant-client

Mise en service en août 2022, la chaudière a été installée dans l'enceinte du site par Idex, qui l'exploite également. En pratique, Bel achète des tonnes de vapeur à l'énergéticien en remplacement du gaz utilisé auparavant, qui intervient désormais seulement en appoint et secours. La chaudière a une puissance de 6,6 MW, ce qui lui permet de produire 10 tonnes par heure de vapeur à une pression de 15 bars saturés. Elle doit fournir contractuellement au minimum 35 000 MWh par an, soit de quoi couvrir 70 % des besoins thermiques du site. Elle peut dans les faits atteindre un taux de couverture de 80 %. « *Il est impossible de faire 100 %, car une chaufferie biomasse doit être arrêtée plus souvent pour le nettoyage et la maintenance qu'une chaudière gaz, qui ne s'encrasse pas. Mais il est possible d'atteindre un taux de couverture élevé en lissant la consommation d'énergie de l'usine. Certains pics ne peuvent en effet être assurés que par le gaz, la chaudière biomasse n'étant pas assez réactive. Donc plus on réduit ces pics, plus on augmente le taux de couverture par la biomasse. Nous travaillons étroitement avec l'usine dans cette optique* », explique Xavier Renault, directeur général d'Idex Industries.



Sur ce site, désormais chauffé au bois, cinq millions de mini Babybel sont produits chaque jour.

d'Idex, dont 2 730 000 euros couverts par une subvention France Relance obtenue en mars 2021 dans le cadre de l'appel à projets Biomasse chaleur pour l'industrie, l'agriculture et le tertiaire (BCIAT).

L'énergéticien est propriétaire de l'installation pendant dix ans. Au terme de ce délai, elle reviendra à Bel qui pourra alors choisir de l'ex-

ploiter en interne ou de continuer à déléguer cette tâche. « *Je me sens ainsi déjà responsable de la chaudière*, explique Léonard Didiot. *Je suis de près son exploitation par Idex pour la récupérer dans le meilleur état possible. D'autant plus qu'à titre personnel, je trouve cette installation techniquement extraordinaire. Arriver à sortir 10 tonnes par heure de vapeur avec du bois m'épate !* » ■

Léonard Didiot confirme : « *Nous nous réorganisons pour avoir une consommation aussi linéaire que possible. Cela nécessite de changer beaucoup d'habitudes. Avant, la production était prioritaire et tout était calé sur elle. Maintenant, nous devons concilier les enjeux de production et le fonctionnement de la chaudière.* »

Grâce à ce nouvel outil, Bel réduit de 60 % ses émissions annuelles de gaz à effet de serre (- 8 500 tonnes par an). « *Au moment où le projet a été voté, en 2020, la chaufferie biomasse coûtait de l'argent à Bel car la vapeur bois était plus chère que la vapeur gaz. Il s'agissait ainsi avant tout d'un projet environnemental. Mais aujourd'hui, le gaz est plus cher que le bois. L'usine tire ainsi un bénéfice financier de cette initiative* », commente Léonard Didiot. L'installation a nécessité un investissement de 6 346 000 euros de la part

Une démarche globale

En 2017, Bel a rejoint l'initiative Science Based Targets et s'est fixé des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, rehaussés en mars 2022.

Le groupe prévoit une réduction de ses émissions entre 2017 et 2035 de 75,6 % sur les scopes 1 et 2 et de 25 % sur le scope 3⁽¹⁾. Pour cela, la société agit sur trois niveaux sur ses différents sites :

- l'optimisation et la réduction des consommations : un programme d'amélioration continue, EsaBel (« Energy Saving at Bel »), leur permet de disposer de bonnes

pratiques, de suivre leurs consommations et de bâtir un plan d'action pour les réduire ;

- le renforcement de l'efficacité énergétique : le site d'Évron combine par exemple un système de récupération de chaleur (sur les tours aéroréfrigérantes, le sérum, etc.) et des pompes à chaleur qui couvrent 10 % des besoins en énergie du site et permettent une économie de 1 284 tCO₂/an ;

- la conversion aux énergies renouvelables : le site d'Évron est ainsi passé à 100 % d'électricité verte en 2017 et dispose désormais d'une chaudière biomasse.

1. Scope 1 : émissions liées à la fabrication des produits. Scope 2 : celles dues aux consommations énergétiques. Scope 3 : émissions liées à la production laitière en ferme, le transport ou encore les emballages. Les scopes 1 et 2 sont sous la responsabilité de l'usine.

Biométhane : une relance des projets

Après l'abrupte et fatale baisse des tarifs du biométhane, des textes réglementaires corrigent le tir, en indexant notamment le prix d'achat du biométhane sur le prix de l'énergie. Ils visent à relancer des projets qui peinent à émerger. PAR ARNAUD WYART

Parus le 13 juin dernier, un arrêté et un décret modifient l'arrêté tarifaire de 2021. Ils étaient en discussion depuis plusieurs mois entre la filière biogaz et la Direction générale de l'énergie et du climat du ministère de la Transition énergétique. « *La modification du tarif, en novembre 2020, a impliqué une baisse assez forte du tarif d'achat. En conséquence, très peu de projets ont émergé en 2021 et encore moins en 2022, avec la crise de l'énergie et l'impact de l'inflation* », explique Cécile Frédéricq, déléguée générale de France gaz renouvelables¹. La hausse des coûts de construction, combinée à celle des prix de l'électricité, a mis des unités de méthanisation en service en grande

difficulté, et bloqué l'émergence de nouveaux projets. C'est la raison pour laquelle le nouveau tarif d'achat prévoit l'indexation sur le prix de l'énergie, au moment de la signature du contrat. Demandée par la filière, cette mesure devrait permettre de sauvegarder la viabilité économique des projets. Une autre mesure intéressante porte sur la neutralisation de la dégressivité trimestrielle de 0,5 % du tarif d'achat, mise en place depuis novembre 2020.

« *Étant donné qu'aucun projet ou presque n'a émergé depuis 2020, l'État a décidé d'annuler cette période de dégressivité afin de récupérer ce qui avait été perdu* », indique Cécile Frédéricq.

Par ailleurs, le tarif d'achat de 2021 avait supprimé la possibilité pour les producteurs de bénéficier d'aides à l'investissement, en particulier celles de l'Ademe. Cette mesure a elle aussi été annulée par les textes de juin 2023.

De son côté, la filière se dit globalement satisfaite. « *Nous avons aujourd'hui mille projets dans le registre de capacité, mais quasiment aucun nouveau en 2022. Or, il faut environ trois ans pour que les projets sortent. Il y aura donc nécessairement un trou en 2024-2025, au niveau des raccordements, mais nous espérons ensuite une relance de la dynamique* », conclut Cécile Frédéricq. ■

1. Association rassemblant l'AAMF, Biogaz vallée, les chambres d'agriculture France, la FNSEA, le Club biogaz ATEE, la FNCCR, France biométhane, GRDF, GRTgaz, etc.

2. Zone d'échange entre les fournisseurs de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz.

La revalorisation des aides par l'État améliorera l'économie des projets, mais la filière va connaître un trou d'air en 2024 et 2025.

Annualisation de la production

L'annualisation de la capacité maximale de production (Cmax) est quant à elle une mesure attendue depuis des années par la filière. Les premiers contrats d'achat étaient en effet construits sur des volumes mensuels que les producteurs de biométhane ne pouvaient pas faire varier ensuite. « *Si pendant un mois, ils ne pouvaient pas atteindre leur production, en cas de maintenance par exemple, il leur était impossible de la récupérer sur le mois suivant et tout ce qui était produit au-dessus de la Cmax était vendu au prix du PEG [point d'échange gaz, ndlr²], qui correspond au prix de marché du gaz* », explique Cécile Frédéricq. Pour pallier les problématiques d'injection et de saisonnalité de la consommation, les producteurs demandaient une annualisation de la Cmax. Celle-ci était jusqu'alors possible pour les contrats signés en 2021 et en 2022, mais pas pour les contrats bénéficiant du tarif 2011, le tarif historique. Finalement, l'État a autorisé une modification des contrats par un avenant, ce qui offre la possibilité de passer d'une Cmax à une production annuelle prévisionnelle. « *Cela va permettre de lisser la production sur une année, de mieux répondre aux besoins de biogaz et ainsi de limiter les risques de congestion du réseau, par exemple en été* », assure Cécile Frédéricq. Enfin, une dernière mesure importante concerne l'allongement du délai de prise d'effet du contrat pour les unités en projet et soumises à des recours. Celui-ci avait été porté à 18 mois en 2022 via un décret, mais cette disposition a sauté, car il n'existe plus de limitation. « *Désormais, l'ensemble des délais des recours est pris en compte et il n'y a plus d'impact sur la mise en route du contrat. Celle-ci est repoussée de l'ensemble des délais liés au recours. La mesure porte sur les projets signés depuis 2021.* »



Biogaz : un prêt sans garantie pour sécuriser les projets

Contracter un prêt sans mettre en danger sa société ni son patrimoine, c'est ce que proposent Bpifrance et l'Ademe à la filière biogaz avec le prêt méthanisation injection sans prise de sûreté. PAR GÉRALDINE HOUOT

Aider les porteurs de projets à boucler leur financement et accompagner le risque lié au développement d'une installation de méthanisation : c'est le but du prêt dit "sans garantie" lancé début 2021 par Bpifrance et l'Ademe. Proposé aux projets d'injection de biométhane dans le réseau de gaz d'une puissance supérieure à 125 Nm³/h, il ne requiert aucune sûreté sur les actifs de la société, ni sur le patrimoine du dirigeant. Seule une retenue de garantie de 5 % du montant du prêt est prélevée lors du décaissement, remboursée une fois la dette acquittée, augmentée des intérêts qu'elle a produits. « Si le prêt ne peut au final être remboursé par le dirigeant, c'est le fonds financé par l'Ademe qui le fait », explique Julien Thual, ingénieur méthanisation de la direction Bioéconomie et Énergies renouvelables de l'Ademe. Concrètement, le prêt accordé peut être d'un montant compris entre 300 000 euros et un million, sur une durée maximale de douze ans, dont deux ans maximum de différé d'amortissement en capital. « L'idée est de faciliter la constitution des fonds propres et quasi-fonds propres nécessaires pour l'obtention des prêts standards. Les projets ont souvent

une bonne rentabilité une fois en fonctionnement, mais l'étape de financement représente encore un frein important au développement de la filière », poursuit Julien Thual.

COFINANCEMENT

Pour bénéficier de ce prêt, le projet doit cependant respecter certaines contraintes. Premièrement, seules sont éligibles les PME de plus de trois ans ou sociétés de projets de méthanisation. Le montant des fonds propres et quasi-fonds propres de l'emprunteur doit également représenter au moins 10 % du coût total du programme. « Il ne s'agit donc pas d'un outil de financement mais de cofinancement, qui complète d'autres dispositifs pouvant aider le porteur de projet comme des aides régionales, des financements privés locaux, des fonds de capitaux et fonds citoyens d'investissement,

Le financement des projets présente encore un frein au décollage de la filière méthanisation. Le prêt sans garantie proposé par l'Ademe et Bpifrance doit faciliter la constitution des fonds propres pour obtenir des prêts bancaires.

le fonds Eiffel gaz vert... », insiste Julien Thual. Le prêt doit aussi obligatoirement être associé à des concours bancaires d'un montant deux fois supérieur. Enfin, le projet doit respecter des critères agro-environnementaux exemplaires.

L'ambition est d'accompagner la réalisation d'une centaine de projets, pour un montant total de financement de 75 millions d'euros. « Le dispositif est encore peu mobilisé pour l'instant, déplore Julien Thual. Il est souvent mal compris par les banques conventionnelles, qui le considèrent comme de la dette et refusent en conséquence d'accorder des prêts supplémentaires aux dirigeants. Or ces derniers ne portent aucun risque. Les conditions pour pouvoir en bénéficier sont peut-être également trop contraignantes. L'exigence d'avoir 10 % du coût total du programme en fonds propres et quasi-fonds propres devrait évoluer pour rendre le dispositif plus attractif. Mais il est normal que cela prenne un peu de temps. Les dispositifs de soutien à la méthanisation ont beaucoup évolué ces dernières années. Il faut un temps d'adaptation. » ■

Témoignage : dans l'Aisne, le prêt sans garantie pour boucler le financement

Dans les Hauts-de-France, le prêt sans garantie a acquis une certaine notoriété. « Plus d'un projet sur deux soutenus par l'Ademe se monte désormais à l'aide de cet outil financier », témoigne Cédric Alvera, de la direction régionale Hauts-de-France de l'Ademe. Lucien Braidy, qui possède avec son frère un élevage de 600 têtes à Fontaine-lès-Vervins, dans l'Aisne, devrait pouvoir en bénéficier. Les bêtes produisent 9 000 tonnes d'effluents d'élevage par an que les deux agriculteurs ont choisi en 2018 de valoriser en partie dans une unité de méthanisation en injection dimensionnée pour injecter environ 150 Nm³/h. Avant de leur prêter l'argent nécessaire au projet, la banque leur a demandé de réunir 10 % de fonds propres, qu'ils espéraient pouvoir financer grâce à une subvention de l'Ademe.

Mais l'agence exige d'avoir déjà 10 % d'apport en fonds propres ou quasi-fonds propres pour pouvoir bénéficier d'un accompagnement financier de sa part. « Nous avons dû chercher des solutions pour compléter les 70 000 euros investis de notre poche. La banque nous a parlé du prêt sans garantie Bpifrance, que nous avons choisi de combiner avec un prêt participatif Miimosa* nous permettant d'ancrer le projet dans le territoire », raconte Lucien Braidy. Pour sécuriser le plan de financement, les deux frères se sont en parallèle associés à une connaissance locale, qui a pris 5 % du capital de la société et leur a prêté 100 000 euros sur trois ans considérés comme des fonds propres.

Sur un budget total, un peu plus élevé que prévu, de 5 millions d'euros, ils devraient ainsi pouvoir bénéficier de 435 000 euros d'aide Ademe (montant en fonction de la quantité de biométhane injecté), de 300 000 euros de prêt Bpifrance, de 100 000 euros de prêt Miimosa et d'un prêt bancaire classique.

* Plateforme de financement participatif dédiée aux projets d'agriculture et d'alimentation durables.



Zone d'installation du futur méthaniseur de l'exploitation de Lucien Braidy, éleveur à Fontaine-lès-Vervins, dans l'Aisne.

LUCIEN BRAIDY

À Maen-Roch, la méthanisation a tout bon

Sous la houlette de la communauté de communes Couesnon Marches de Bretagne, une unité de méthanisation a vu le jour à Maen-Roch, en Ille-et-Vilaine. En service depuis mai dernier, elle est alimentée par quatorze exploitations agricoles et n'a soulevé aucune objection. PAR GÉRALDINE HOUOT

Il a fallu plus de dix ans pour faire aboutir le projet, mais le jeu en valait la chandelle. La commune de Maen-Roch, en Ille-et-Vilaine, accueille depuis mai dernier une installation de méthanisation agricole capable de produire 11 000 MWh de biométhane par an, injecté au réseau de gaz, soit de quoi chauffer environ 2 400 personnes.

L'initiative vient du département, puis a rapidement été portée par la communauté de communes Couesnon Marches de Bretagne, qui regroupe quinze communes, dont Maen-Roch, dans un double but : consolider les exploitations agricoles locales et produire une énergie renouvelable. Une étude de faisabilité a été commandée en 2014 à Solagro, qui a confirmé le



potentiel du territoire. La collectivité a alors embauché pour trois ans une chargée de mission responsable du développement du projet. Son but : aller à la rencontre des agriculteurs pour les convaincre d'y participer. Lionel Mazier, qui élève 75 vaches laitières, gave 700 canards gras et cultive un peu de céréales, est de ceux-là. Son exploitation étant trop petite, il ne peut se lancer seul dans la méthanisation, mais il est convaincu par ce projet collectif auquel treize autres exploitations du même type que la sienne vont également participer. « La méthanisation nous permet notamment de trouver une solution à la problématique de stockage du fumier et du lisier, qui ne doivent être épandus que selon un calendrier bien précis », explique-t-il.

Savoir s'entourer

À l'époque, l'injection de biométhane sur le réseau gazier en est à ses prémices et il est dans un premier temps question de produire de l'élec-

tricité et de la chaleur en cogénération, grâce au biogaz dégagé par le méthaniseur. Le manque de débouché pour la chaleur orientera finalement le projet vers de l'injection, avec une puissance nominale de 120 Nm³/h.

Rapidement, la communauté de communes s'entoure d'experts pour l'aider à monter le projet : la société d'économie mixte de la Région Bretagne, la SemBreizh, pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage, ainsi que BreizhÉnergie, filiale de SemBreizh¹, et la société d'économie mixte locale Energ'iv² pour le volet financier. Elles aident également la collectivité à sélectionner en 2018 le constructeur et l'exploitant des digesteurs. Ce seront respectivement Naskeo environnement et Sycomore, deux filiales du groupe Keon. Ce choix amènera Couesnon Marches de Bretagne à solliciter également l'aide de Ter'Green, spécialiste du codéveloppement et co-

investissement dans la filière biométhane, qui fait partie du même groupe.

Pour porter le projet, la collectivité crée en 2020 la SAS Biogaz des Marches de Bretagne, au capital social de 100 000 euros, avec les quatorze exploitations agricoles et le Smictom du Pays de Fougères, le syndicat de traitement des déchets du territoire. BreizhÉnergie, Energ'iv, Ter'Green et la SARL locale Vadma entrent également au capital ainsi qu'Énergie Partagée Investissement³ dans un souci de partage des retombées économiques avec le territoire. « Les quatorze exploitations ne pouvaient tout financer, donc nous avons élargi le tour de table tout en



restant majoritaires au capital social », explique Lionel Mazier, actuellement président de la SAS dirigée par Ter'Green.

Au final, les agriculteurs ont apporté 51 % du capital et les autres, 49 %, dont 2,5 % pour la communauté de communes. 500 000 euros ont également été apportés en compte courant d'associés, un peu par les agriculteurs, surtout par Ter'Green, Énergie Partagée, BreizhÉnergie et Energ'iv. Budget total : 5 millions d'euros, soutenu à hauteur de 720 000 euros par le Fonds chaleur de l'Ademe (AAP 2019).

ÉCONOMIES POUR LES EXPLOITANTS

L'installation est alimentée par 22 000 tonnes par an de matières constituées actuellement de lisier et fumier (14 000 tonnes/an) et de couverts végétaux (Cive, cultures intermédiaires à vocation énergétique). La SAS cherche à compléter par des biodéchets du territoire. Plusieurs pistes sont en cours.

Un salarié a été embauché il y a un an pour la gestion quotidienne du méthaniseur. Un second devrait arriver bientôt. Deux agriculteurs assureront avec eux les astreintes. « La mise en route s'est très bien passée. Nous avons atteint la puissance nominale de 120 Nm³/h en un mois, ce qui est très bien », assure Marie David qui développe des projets pour Ter'Green.

Inaugurée en mai, l'unité injecte assez de biométhane dans le réseau de gaz pour chauffer 2 400 personnes.

Lionel Mazier ne regrette pas son choix. L'installation lui permet de réaliser des économies sur le transport et l'épandage des effluents. C'est en effet la SAS qui prend en charge leur collecte pour alimenter le digesteur, ainsi que l'épandage du digestat récupéré en retour. « Celui-ci, de par son contenu, permet en outre de réduire les apports d'engrais minéraux coûteux et néfastes pour l'environnement », explique l'agriculteur.

Les exploitants vendent également les Cive à la SAS, ce qui leur procure un peu de revenus. Ils pourront, enfin, bénéficier des éventuels dividendes de la SAS. « Il n'y a pas eu de remarques négatives ni de recents durant le développement du projet, probablement parce qu'il s'agit d'un projet multipartenarial dans lequel la collectivité a été très impliquée. Elle a embauché quelqu'un durant trois ans pour faire dialoguer tout le monde », estime Marie-Émilie Mollaret, responsable méthanisation à l'Ademe Bretagne. Une vision partagée par Armelle Damiano, directrice et responsable du secteur biogaz de l'Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (Aile), qui a accompagné le projet. « J'ajouterais que c'est la seule installation de méthanisation en Bretagne qui compte Énergie Partagée Investissement au capital. C'est un gage de qualité et de transparence qui rassure tout le monde. » ■

1. BreizhÉnergie est un outil financier de la Région Bretagne sur les opérations d'énergie renouvelable.

2. Energ'iv est une société d'économie mixte locale créée par le syndicat d'énergie de l'Ille-et-Vilaine, le département d'Ille-et-Vilaine et Rennes Métropole pour développer la transition énergétique en Ille-et-Vilaine.

3. Énergie Partagée Investissement est l'outil d'investissement citoyen d'Énergie Partagée.

Le pilotage de l'énergie à l'échelle d'un quartier

Alimentée par un réseau de chaleur et de froid géothermique, la ZAC Nice Méridia bénéficie d'installations de stockage et d'un système de gestion intelligent de l'énergie uniques au monde.

PAR GÉRALDINE HOUOT

Dans la partie ouest de la métropole de Nice-Côte d'Azur (Alpes-Maritimes), c'est un projet particulièrement innovant qui est en développement : une technopole où la chaleur, le froid et l'électricité sont en grande partie renouvelables et pilotés par un système intelligent (smart grid) permettant d'optimiser leur usage.

Baptisé Nice Méridia, l'écoquartier comprend 10 lots de bâtiments existants et 50 nouveaux en cours de construction, mêlant habitat collectif, tertiaire privé, établissements d'enseignement, établissements de santé, équipements publics... Le tout fera à terme, en 2033, environ 500 000 m² répartis sur 24 hectares. « Il s'agit d'un projet de densification d'un secteur urbain qui fait partie des actions prioritaires de l'opération d'intérêt national *Ecovallée de la plaine du Var* et pour lequel nous voulions être exemplaires en matière d'aménagement urbain et d'écologie. Pour cela, nous avons décidé de développer des infrastructures collectives telles que le tramway et un réseau de chaleur et de froid alimenté par des énergies renouvelables, associé à des panneaux photovoltaïques en autoconsommation sur les nouveaux bâtiments et une gestion de l'énergie à l'échelle du quartier. Cela répond aux objectifs du plan climat de la collectivité de baisser de 22 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2026 », explique Félix Gravel, directeur du pôle environnement à la Métropole Nice-Côte d'Azur.

LA GÉOTHERMIE POUR LE CHAUD ET LE FROID

Située au-dessus de la nappe des alluvions du Var, dont l'eau reste à une température stable de 15 degrés toute l'année, la métropole a choisi la géothermie pour alimenter le réseau de chaleur et de froid et a attribué en 2018 à Idex une délégation de service public (DSP) pour l'exploitation de la ressource géothermale et l'optimisation énergétique du quartier de Nice Méridia. Portée par Méridia Smart Énergie (MSE), société



MERIDIA SMART ENERGY

Bâtiment abritant la centrale géothermique de Nice Méridia, qui doit alimenter à terme une soixantaine de lots d'immeubles en chaud et en froid.

dédiée et filiale à 100 % d'Idex, la DSP court sur 25 ans.

Mise en service fin 2021, la centrale puise l'eau entre 30 et 40 mètres de profondeur via quatre puits de forage avec chacun une autorisation de pompage de 150 m³/h. L'eau est ensuite transportée via un réseau géothermal d'1,6 km pour alimenter en énergie six thermofrigopompes (TFP) et un groupe froid de secours, avant d'être réinjectée dans la nappe. Les calories (eau à 63 °C) et frigories (eau à 8 °C) produites par les TFP sont menées jusqu'aux bâtiments par un réseau de chaleur et un réseau de froid. Là, un échangeur thermique et/ou frigorifique distribue aux usagers

la chaleur pour le chauffage et l'eau sanitaire, et le froid pour la climatisation ou le rafraîchissement.

D'une longueur actuelle de 3,5 km pour une puissance installée de chaud de 6 MW et de froid de 11 MW, le réseau fera à terme 5,6 km pour une puissance souscrite de 13,5 MW en chaud et 16,7 MW en froid. Les besoins en chaleur devraient alors être de 15 GWh et de 16 GWh en frigories. Ils seront couverts à 100 % par le réseau de géothermie, avec pour objectif d'atteindre un coefficient de performance annuel moyen de 5 permettant un taux de couverture en énergie renouvelable de 82 % pour le chaud et de 78 % pour le froid, le reste relevant des consommations d'électricité faisant fonctionner le réseau.

TROIS SYSTÈMES DE STOCKAGE

Pour fournir l'énergie au plus près des besoins des consommateurs et réduire les coûts d'ex-

ploitation et le prix de l'énergie pour les abonnés, le réseau est piloté par un système intelligent qui optimise les flux en fonction des données de production et de consommation des bâtiments, collectées grâce à un réseau de fibre optique, mais aussi en fonction des prévisions météorologiques, des tarifs de l'électricité sur le marché, etc.

Le projet en chiffres

- Financements du réseau géothermique dans le cadre de la DSP portée par Méridia Smart Énergie :
 - coût global du projet, à terme : 18,7 M€ ;
 - financement de l'Ademe : 3,6 M€, soit 32 % ;
 - financement de la Région PACA : 1,5 M€.
- Sur la durée du contrat, la centrale de production de Méridia Smart Énergie, construite sur un terrain mis à disposition par la métropole, doit produire et distribuer plus de 470 GWh avec un tarif moyen chaud et froid inférieur à 75 € HT/MWh avec les aides.



Il s'appuie pour cela sur un ensemble unique au monde de trois installations de stockage, clés de voûte de la solution proposée par IDEX. La première est une cuve d'eau maçonnée de 160 m³ capable de stocker le froid (1,5 MW), qui a été installée en même temps que la centrale de production géothermique. « De la glace est produite lorsque les besoins en froid du réseau sont moindres et la nuit, quand l'électricité consommée par les TFP est moins chère. Elle est fondue pour restituer du froid au quartier quand les besoins sont importants ou que l'électricité est chère », explique Eduard Maldonado, responsable du développement Infrastructures sud-est chez IDEX.

Ce système, déjà utilisé sur d'autres réseaux, sera complété par un système de stockage du chaud par matériaux à changement de phase innovant, en cours d'installation, développé par le groupe en partenariat avec le CEA-Liten. « Il s'agit d'une sorte de paraffine qui se solidifie à une certaine température et que l'on fait fondre au moment voulu pour restituer de la chaleur. Nice Méridia bénéficie du premier démonstrateur de ce type, de 3 mètres de diamètre sur 9 mètres de haut, pour une puissance de 600 kW », poursuit Eduard Maldonado. Mais ce qui rend la solution proposée par IDEX unique au monde, c'est l'utilisation d'une troisième installation de stockage, électrique cette fois-ci, de 1 MW, logée dans un container maritime de 20 pieds, qui est également en train de prendre place aux côtés de la centrale géothermique. Il s'agit d'une batterie Saft de seconde vie récupérée auprès d'Enedis, appelée à être le pivot d'une communauté d'autoconsommation collective d'électricité photovoltaïque qu'IDEX est en train de constituer avec les promoteurs volontaires de l'écoquartier. « L'idée est d'acheter le surplus de production de cette communauté d'énergie, c'est-à-dire ce que les participants ne consomment pas, à un tarif plus élevé que le tarif d'achat garanti par l'État et de le stocker dans la batterie. L'électricité peut ensuite servir à alimenter la centrale géothermique grâce à une électricité bien plus éco-

La production d'énergie est couplée à un stockage du froid sous forme de glace, à un stockage innovant de la chaleur et à des batteries pour l'électricité.

Nice Méridia accueille un dispositif de stockage de la chaleur innovant : une cuve remplie de matériaux à changement de phase, développée avec l'aide du CEA-Liten.

nomique que celle achetée sur le marché. Nous sommes en discussion avec quatre lots de bâtiments qui devraient a priori participer, mais l'idée est d'en avoir le plus possible. Les centrales photovoltaïques des bâtiments disposant souvent de leur propre système de stockage, les surplus seront en effet minces », détaille Eduard Maldonado.

UN PREMIER BILAN POSITIF

Outre le pilotage du réseau de géothermie et des installations de stockage, le système smart grid permet de réduire les consommations d'électricité de Nice Méridia, avec un objectif fixé à 20 %. « Nous pouvons en effet prioriser l'utilisation des productions photovoltaïques pour certains usages de façon à maximiser l'autoconsommation », explique Eduard Maldonado. Des actions pédagogiques sont menées en parallèle pour pousser les usagers à optimiser l'utilisation des panneaux solaires.

Si pour l'instant seules la centrale géothermique et l'installation de stockage de froid sont en service, le bilan de la première année est prometteur. Des mises au point ont été nécessaires et certains équipements sont encore en phase de test, mais les TFP chauffent l'eau comme prévu toute l'année à 63 °C et la refroidissent à 8 °C. Le coefficient de performance de l'installation est de 5, ce qui permet un taux de couverture des besoins par l'énergie renouvelable de 80 % environ conformément aux attentes. « Il s'agit d'un très bon résultat qui montre que l'utilisation des calories et frigorifiques produites est optimisée. Les besoins en chaud sont à peu près équivalents aux besoins de froid, ce qui permet un fonctionnement idéal des TFP », souligne Jean-Pierre Harinck, ingénieur énergies renouvelables à l'Ademe PACA.

Pour utiliser au mieux le smart grid, IDEX attend cependant que les promoteurs jouent le jeu en installant notamment des comptages intelligents dans les bâtiments. « Nous avons développé un gestionnaire de l'énergie très performant qui pilote trois énergies », affirme Eduard Maldonado, mais il a besoin de ces outils pour fonctionner le mieux possible. Autre défi : arriver à synchroniser le développement du réseau avec la construction des lots de bâtiments et les travaux du tramway, le plus difficile selon la métropole. ■



La géothermie pour une maison de santé à température idéale

À Badonviller, en Meurthe-et-Moselle, la municipalité a fait construire une maison de santé écologiquement exemplaire, alimentée par une centrale géothermique qui assure à la fois le chauffage et le rafraîchissement des locaux. Confort et économies sur les charges sont au rendez-vous. PAR GÉRALDINE HOUOT

Assurer une continuité de soins sur sa commune : telle était l'ambition de Bernard Muller, maire de Badonviller (Meurthe-et-Moselle) en construisant en 2013 une maison de santé. Si cette petite ville de 1 600 habitants avait quatre médecins à l'époque sur son territoire, l'un d'eux prévoyait de partir à la retraite et de vendre le local dans lequel il accueillait deux de ses confrères. Pour que la ville ne se transforme pas en désert médical, la municipalité s'est lancée dans un projet audacieux : construire un bâtiment de 809 m² capable d'accueillir une dizaine de professionnels de santé et une antenne médicosociale du conseil général au rez-de-

chaussée, l'étage abritant un appartement pour les internes. Le bâtiment, niveau passif et construit avec des matériaux biosourcés, est alimenté par la géothermie. Quatre sondes verticales en double U descendant à 96 mètres de profondeur ont été installées sur le côté du bâtiment. Espacées chacune de 8 mètres, en respect des tests de réponse thermique du sous-sol, elles alimentent en énergie une pompe à chaleur (PAC) de 28,8 kW.

L'installation assure le chauffage du bâtiment ainsi qu'un rafraîchissement passif par géocooling. Dans ce dernier cas, le système s'affranchit de la pompe à chaleur. La chaleur est transférée directement, via un échangeur de chaleur, du bâtiment vers le système de captage, abaissant la température des pièces de quelques degrés pour une très faible consommation d'électricité. « Le bâtiment possède des murs intérieurs en pisé qui apportent de l'inertie. Le géocooling suffit ainsi largement pour maintenir les locaux à une température stable », assure Noé Impéradori, animateur de la filière géothermie à l'association Lorraine énergies renouvelables (Ler).

DES CHARGES FAIBLES

Entre 2018 et 2021, la consommation annuelle de la PAC et des auxiliaires (pompes de circulation essentiellement), a été en moyenne de 3 528 kWh/an, représentant environ 635 €/an quand une solution de gaz aurait coûté 1 395 €/an à la même époque. « Les consommations sont faibles grâce à l'utilisation de la géothermie et la très bonne isolation du bâtiment. Cela permet d'avoir des loyers moins élevés pour les occupants », commente Noé Impéradori.

Petit plus : la toiture comporte 160 m² de panneaux photovoltaïques qui permettent à la maison de santé de bénéficier du label Bepos Effi-nergie (bâtiment à énergie positive). « Nous souhaitons, avec la géothermie, limiter les charges de fonctionnement du bâtiment, tout en apportant un réel confort aux utilisateurs par le géocooling. Le recul de ces dix premières années valide ce choix », conclut Bernard Muller. Médecins, infirmiers, kinésithérapeutes, ostéopathes, sages-femmes... n'ont d'ailleurs pas tardé à investir la maison de santé qui fait le plein. ■

Les coûts en détail

Coût total des travaux : 2076200 € TTC

- Coûts de la géothermie : 53 400 € HT
- Sondes géothermiques : 22 500 € HT
- Local technique (PAC, auxiliaires, calorifuge, hydraulique...): 29 450 € HT
- Régulation : 1 450 € HT
- Coût des émetteurs et circuits : 44 400 € HT
- Subventions perçues pour le projet : 1 200 000 €
- Partenaires : Europe, DDR, FNADT, réserve parlementaire, Région, Département, Ademe (76 300 €).

Géothermie de surface : le potentiel du Grand Paris

La Métropole du Grand Paris et le BRGM ont effectué une étude précise des ressources géothermiques de Paris et des 130 communes métropolitaines environnantes.

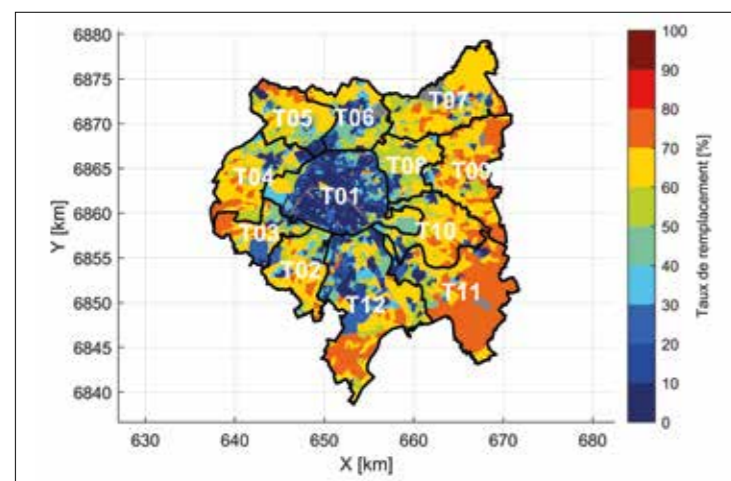
Les données ont été croisées avec les besoins en chaleur du territoire, montrant un fort potentiel d'utilisation de cette énergie. PAR GÉRALDINE HOUOT

Pour développer la géothermie de surface, il faut en connaître la ressource ! C'est pourquoi la Métropole du Grand Paris et le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), service géologique national, ont réalisé une étude pour connaître le potentiel de cette énergie sur Paris et les 130 communes métropolitaines environnantes. « Nous disposons de cartes de ressources établies à l'échelle régionale sur toute la France, mais avec des mailles assez larges. Le but de cette étude parisienne était d'affiner les connaissances sur ce territoire et de les croiser avec les besoins en chaleur en surface pour estimer la proportion qui pourrait être couverte par la géothermie », explique Charles Maragna, ingénieur chercheur au sein de l'unité « géothermie et stockage de l'énergie » du BRGM.

Recouper des données

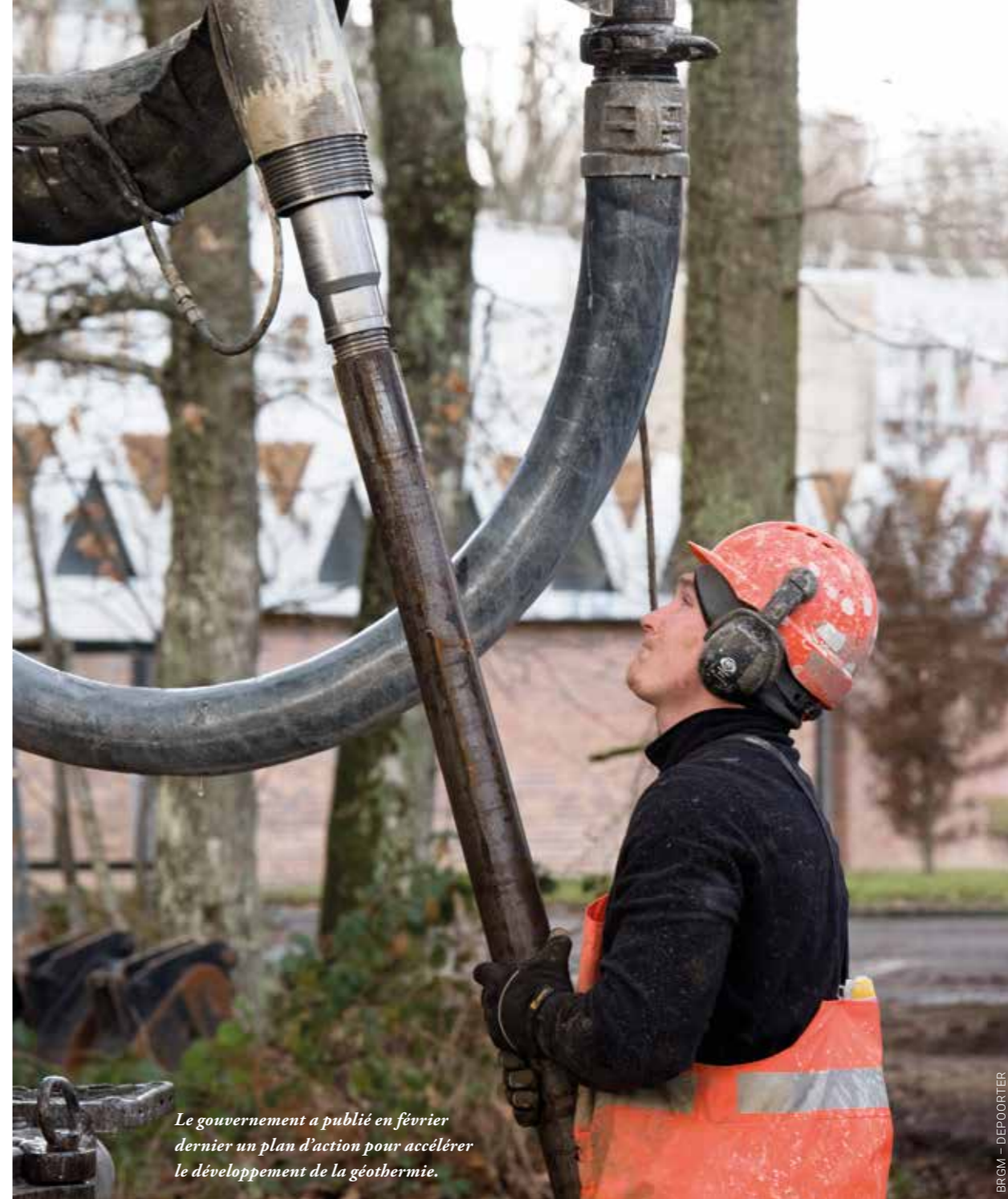
Deux types de ressources sont mobilisables dans les 200 premiers mètres sous terre : l'énergie stockée dans les roches du sous-sol que l'on peut exploiter en faisant circuler en boucle fermée un fluide caloporteur dans des sondes géothermiques, et l'énergie des aquifères exploitée en boucle ouverte grâce à des puits de prélèvement et de réinjection de l'eau. Dans les deux cas, la ressource n'étant qu'à une quinzaine de degrés Celsius, l'énergie prélevée est transmise à une pompe à chaleur (PAC) qui relève la température pour produire le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Les PAC

Grand Paris : la géothermie pour remplacer le gaz



réversibles permettent en outre d'assurer la climatisation. « Il est même possible avec la géothermie de surface de faire du géocooling, c'est-à-dire du rafraîchissement passif du bâtiment. Le fluide caloporteur qui provient du système géothermique circule alors directement dans les émetteurs du bâtiment, sans passer par la pompe à chaleur, ce qui permet d'abaisser la température des pièces avec une très faible consommation d'électricité. C'est très intéressant. Il faut cependant que les émetteurs soient adaptés, par exemple des planchers chauffants », souligne Charles Maragna. Pour évaluer l'importance de ces deux ressources, le BRGM a mis à jour et analysé un grand nombre de données de sa banque du sous-sol. Les informations disponibles sur les principales formations aquifères présentes dans les roches du Lutétien, de l'Yprésien-Cuisien et dans la Craie ont notamment été passées au crible. « Nous avons de nombreux rapports de pompages encore non traités. Nous les avons étudiés et contextualisés. Puis nous avons mis au point des cartes montrant les profondeurs supérieures et inférieures des aquifères, la piézométrie, c'est-à-dire la profondeur de la nappe, qui donne des indications sur la direction de l'écoulement et le gradient hydraulique, et la perméabilité, soit la capacité des aquifères à laisser passer l'eau, que nous avons estimée grâce à une approche statistique », explique Charles Maragna. Pour préciser les possibilités d'exploitation de la géothermie sur sondes, le BRGM a en outre analysé les tests de réponse thermique

Taux de remplacement potentiels du gaz par la géothermie de surface, après avoir donné priorité aux réseaux de chaleur actuels avec extension de 50 m sur l'ensemble de la métropole. Les zones T0 à T12 font référence aux différents établissements publics territoriaux.



Le gouvernement a publié en février dernier un plan d'action pour accélérer le développement de la géothermie.

BRGM - DEPOURTEUR

réalisés systématiquement lors du développement de projets de géothermie.

Taux de couverture des besoins

Les résultats ont été mis en relation avec des informations fournies par le bureau d'études Groupe Ginger sur les consommations en chaud, froid et eau chaude sanitaire de plus de 500 000 parcelles cadastrales, qui ont été évaluées à 50,94 TWh par an. « Nous avons estimé que 58 % de ces besoins pourraient être couverts par la géothermie de surface. Ce taux est moins élevé dans Paris intramuros car les besoins sont importants et le foncier nécessaire pour les forages peu disponible. Il augmente au fur et à mesure que l'on s'éloigne

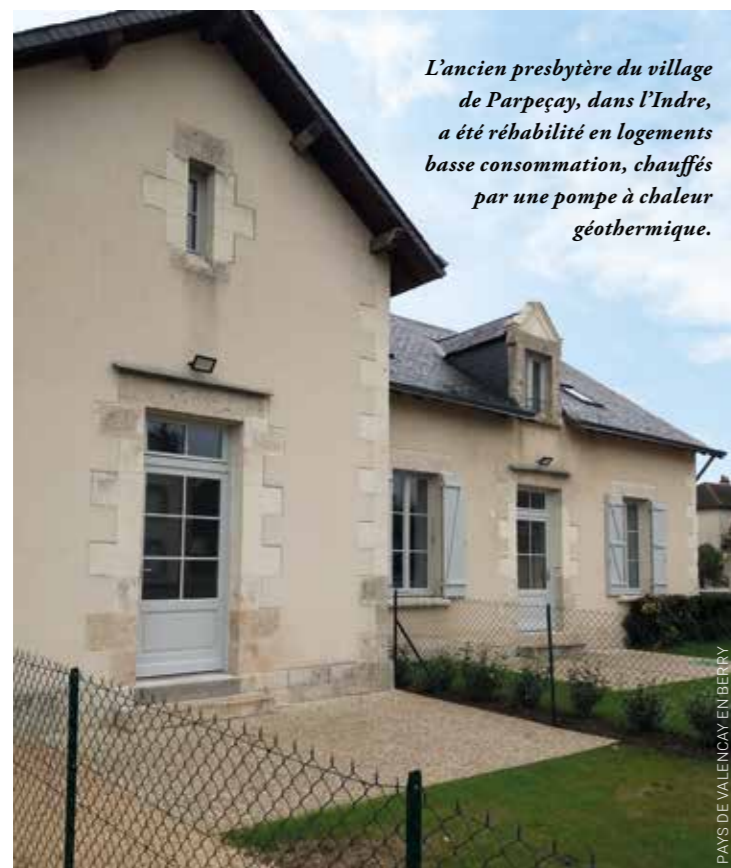
et que la densité urbaine diminue », explique Charles Maragna. Pour aller plus loin, le BRGM a ensuite identifié les bâtiments à la fois chauffés au gaz, cibles privilégiées pour les PAC – contrairement aux bâtiments chauffés par des radiateurs électriques et dépourvus de tout circuit de chauffage – et à la fois assez éloignés d'un réseau de chaleur pour ne pas avoir de fort intérêt à s'y raccorder. « Nous avons ainsi évalué que la géothermie pourrait couvrir concrètement de l'ordre de 25 % des consommations de chauffage au gaz de la métropole du Grand Paris, ce qui est important malgré une grande hétérogénéité sur le territoire [voir carte] », commente l'ingénieur.

Publiée début 2022, l'étude a été financée par la métropole (47 877 euros) et le BRGM (39 898 euros) avec l'aide de l'Ademe Île-de-France (111 713 euros). Elle sert désormais à la Métropole d'outil au développement de la géothermie, énergie actuellement promue par le gouvernement via le plan national publié en février dernier. ■

Des corbeilles pleines de bonnes surprises

Pour alimenter en chauffage et en eau chaude sanitaire deux logements communaux rénovés, le maire de Val-Fouzou, dans l'Indre, a choisi un système innovant de corbeilles géothermiques. Avec, à la clé, des charges très faibles pour les locataires. PAR GÉRALDINE HOUOT

Trente-trois euros par mois pour la maison de 90 m² et quarante-huit euros par mois pour celle de 110 m². Philippe Jourdain, maire de Val-Fouzou et président de la communauté de communes de Chabris-Pays de Bazelle (Indre), n'est pas peu fier. Les deux logements créés dans l'ancien presbytère du village de Parpeçay, qui fait partie de sa commune, permettent aux locataires d'avoir des charges d'électricité très faibles pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. D'importants travaux de réhabilitation ont en effet permis en 2019 au bâtiment de passer d'une classe énergétique F (448 kWh/m²/an) à B (89 kWh/m²/an). L'isolation thermique de la toiture, des murs et des menuiseries a été renforcée à l'aide de matériaux biosourcés. Surtout, le maire a fait le choix



L'ancien presbytère du village de Parpeçay, dans l'Indre, a été réhabilité en logements basse consommation, chauffés par une pompe à chaleur géothermique.

PAYS DE VALENÇAY EN BERRY

de la géothermie assistée par pompe à chaleur pour alimenter en énergie les deux logements, en faisant le pari d'un système innovant. Au lieu d'exploiter les calories de la nappe d'eau souterraine ou d'utiliser des sondes descendant à une centaine de mètres de profondeur pour récupérer la chaleur du sous-sol, il a opté pour les corbeilles géothermiques de l'entreprise Elydan, plus simples à mettre en œuvre. Alors que les autres technologies nécessitent l'intervention d'un foreur, rare et qui dans ce cas impliquait la destruction d'arbres pour libérer le passage, celles-ci peuvent être mises en place à l'aide d'une simple pelleteuse.

Les corbeilles géothermiques sont en effet constituées de tuyaux contenant un fluide caloporteur enroulés sous forme de spirales de 2,7 m de haut et 1,18 m de large, enfouies dans des trous de 4 m de profondeur. « La mise en œuvre est donc très simple. Une fois les corbeilles déposées dans les trous et recouvertes de terre, il faut attendre une petite année pour que le terrain soit bien tassé. Il est ensuite possible de planter de la pelouse et de jardiner dessus si on le souhaite », affirme Philippe Jourdain.

Un retour sur investissement rapide

Quatorze corbeilles ont été installées en tout dans les jardins des maisons, d'une superficie de 700 à 800 m² par maison, permettant d'assurer une production totale de 10 MWh pour les deux logements. « Pour la plus grande des deux maisons, l'objectif était d'avoir une consommation en électricité pour la pompe à chaleur équivalente à 600 euros par an. Le coût est finalement de 580 euros. On fait donc un peu mieux que ce qui était attendu », commente le maire.

Coût de l'opération : 41 893,17 euros HT dont 4 444 euros de terrassement et 37 449,17 euros



PAYS DE VALENÇAY EN BERRY



PAYS DE VALENÇAY EN BERRY

Les corbeilles géothermiques sont enfouies dans les jardins à quatre mètres de profondeur.

pour l'installation (pompe à chaleur, corbeilles...). « Ce projet a été mis en place dans le cadre d'un contrat d'objectif territorial de développement des énergies renouvelables thermiques [COT EnR, lire encadré], dispositif qui permet à l'Ademe de soutenir via le Fonds chaleur des grappes de petits projets de chaleur renouvelable sur un territoire donné, ici le Pays de Valençay en Berry. Il a ainsi pu bénéficier d'une aide de

15 360 euros de l'Ademe. Le conseil régional a financé de son côté 14 900 euros via le contrat de pays, permettant au dispositif d'atteindre un haut niveau d'aides », explique Amandine Rousseau, directrice du syndicat mixte Pays de Valençay en Berry.

Le temps de retour sur investissement calculé à l'époque est ainsi d'environ neuf ans. Seul bémol à ce dispositif : il nécessite de l'espace. Il faut compter en général 120 m² de terrain pour six corbeilles permettant de chauffer 100 m² de bâtiment selon le fabricant. Le système est donc inadapté aux centres-villes, contrairement aux forages, mais convient parfaitement aux particuliers et aux projets collectifs de petite et moyenne tailles dès lors qu'un peu de terrain est disponible. Les deux logements sont loués à des tarifs avantageux aux locataires (380 et 580 euros par mois), ce qui leur permet, combiné au bas niveau de charges, de faire d'importantes économies. ■

La géothermie à la COT !

Le projet de Val-Fouzou a été développé dans le cadre d'un contrat d'objectif territorial de développement des énergies renouvelables thermiques (COT EnR) signé entre l'Ademe et le Pays de Valençay en Berry en 2017, avec pour objectif de faire émerger sur le territoire, en trois ans, dix opérations de chaleur renouvelable pour un total de 6 774 MWh. Parmi ces dix projets, deux au moins devaient être géothermiques de façon à éviter l'omniprésence de projets biomasse. Finalement, cinq opérations sur les dix mettent en œuvre la géothermie : un projet sur sondes pour un restaurant communal

rénové ; un sur nappe pour une école primaire, une cantine et une médiathèque ; un sur sondes pour un village retraite ; un sur nappe pour une piscine et celui de Val-Fouzou. « Nous avons été très surpris de voir la géothermie se développer autant. Ce sont des projets de taille très variable, ce qui montre l'ampleur des possibilités d'exploitation de cette énergie », note Amandine Rousseau. Fort de ce succès, en avril 2022, le Pays de Valençay en Berry s'est engagé dans un second COT EnR avec l'ambition de développer dix nouveaux projets pour un total de 5 970 MWh, dont deux de géothermie. Un an après, un premier est déjà en cours dans un collège.

Annecy, le lac et son énergie

Le quartier des Trésums à Annecy, en cours de construction par le Crédit agricole immobilier, est alimenté en chaud et froid depuis avril dernier par l'énergie du lac. Une première en France.

PAR GÉRALDINE HOUOT

L'eau a une température constante de 6 à 7 °C toute l'année dans les profondeurs du lac d'Annecy. Une ressource que le Crédit agricole immobilier a choisi d'exploiter pour alimenter en chaud et en froid le quartier de « l'Avant-Scène - Trésums » qu'il est en train de développer à Annecy sur les rives du lac, à la place de l'ancien centre hospitalier de la région (CHRA) transféré à Metz-Tessy. À terme, en septembre 2024, l'ensemble d'immeubles devrait comprendre 570 logements, un hôtel et un établissement d'hébergement pour personnes âgées dépendantes (Ehpad) sur une surface de 55 000 m². Le groupe a choisi IDEX pour concevoir, construire et exploiter les installations de production et de distribution de chaud et de froid, mises en service en avril dernier, avec le bureau d'études SGI pour maître d'œuvre. « C'est ce dernier qui a eu l'idée d'utiliser l'énergie du lac, sur le modèle de ce qui se fait en Suisse. Il s'agit de la première expérience française de réseau de chaleur et de froid alimenté par des calories et frigories lacustres », raconte Olivier Eck, chef du projet Ali Energie (Annecy lac IDEX Énergie), société créée par IDEX, propriétaire et exploitante des installations.

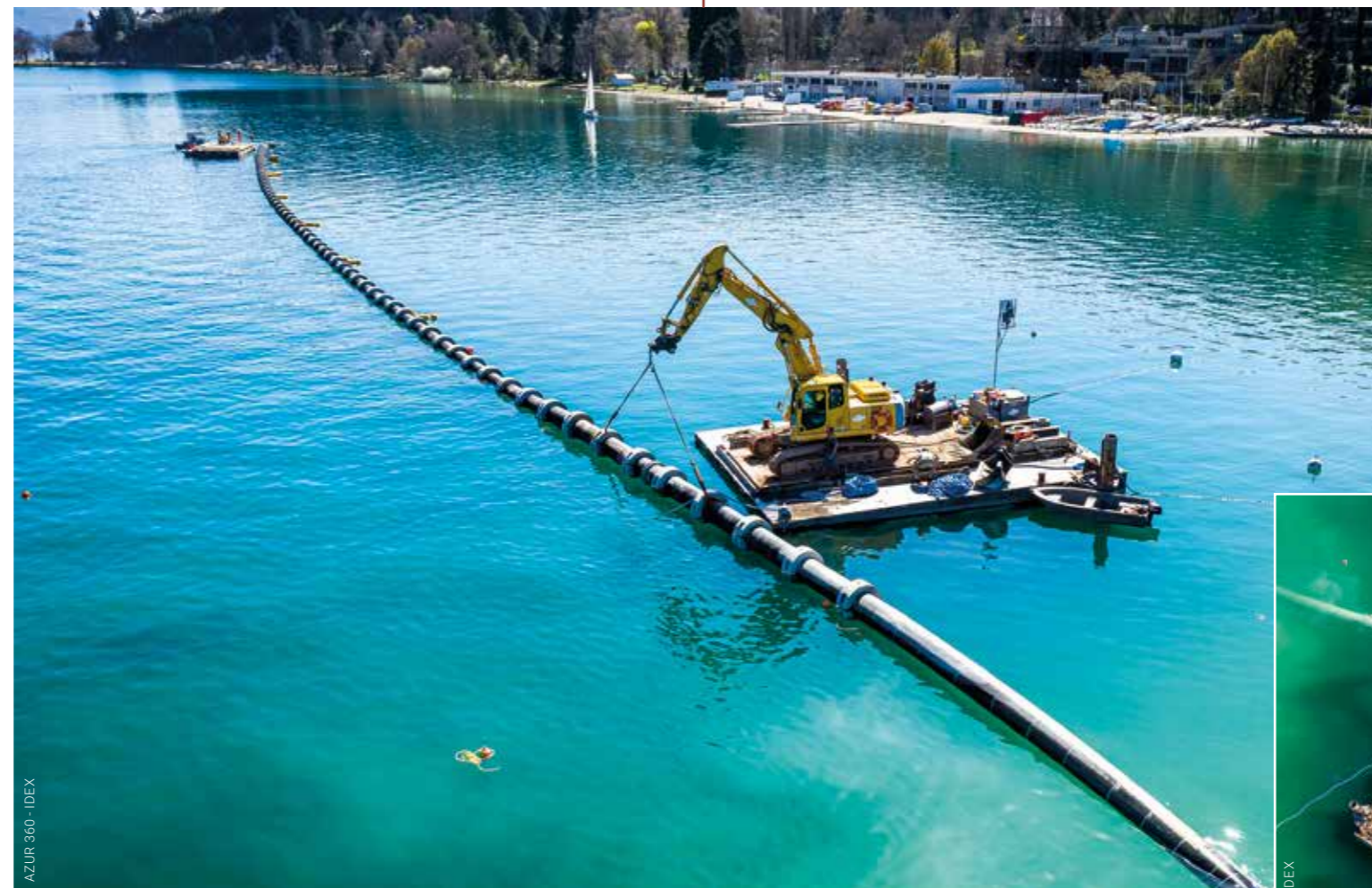
Performance au rendez-vous

Concrètement, l'eau du lac est prélevée à 20 mètres de profondeur puis acheminée 413 mètres plus loin de façon gravitaire jusqu'à un réservoir tampon. Elle est ici pompée et filtrée, puis les calories lacustres sont transférées via un échangeur à trois pompes à chaleur (PAC) d'1 MW chacune. Celles-ci rehaussent la température de la boucle de distribution d'eau chaude jusqu'à 65 °C. L'eau chauffée circule jusqu'au quartier des Trésums où les



Pompes de l'eau du lac (au fond) et échangeur de chaleur d'une des pompes à chaleur (à droite).

AZUR 360 - IDEX



AZUR 360 - IDEX

L'eau est pompée à 20 m de profondeur pour servir les pompes à chaleur, situées dans un local souterrain en bordure du lac.

Le projet en chiffres

- Investissement total : 10 millions d'euros
- Subvention Ademe : 1,7 million d'euros
- Puissance installée : 3 PAC possédant chacune 4 compresseurs de 250 kW. 10 compresseurs fonctionnent en tout ou rien et 2 sont à variation de fréquence. Ils adaptent en permanence leur fréquence à la température de retour de la boucle de façon que l'eau reparte toujours précisément à 65 °C.
- Chaudières gaz totalisant 3,1 MW (existantes)
- Longueur de réseau : 2,5 km

calories sont transmises par des échangeurs aux installations de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire (ECS) des différents bâtiments en hiver et exclusivement pour l'ECS en été. « Actuellement, elle repart à 62° vers les PAC car seule l'énergie pour l'ECS est prélevée. En hiver, elle repart plutôt vers 50°. Les PAC la réchauffent et c'est reparti pour un tour. On atteint un coefficient de performance annuel très intéressant de 3 : pour 1 kWh d'électricité consommée, les PAC produisent 3 kWh d'énergie », poursuit le chef de projet IDEX. Des chaudières gaz existantes d'un total de 3,1 MW peuvent prendre le relais lors des maintenances du dispositif et apporter un appoint au réseau de chaleur lorsque les températures extérieures seront très basses. L'eau du lac transfère également ses frigories à une seconde boucle d'eau, froide cette fois-ci, qui assure le rafraîchissement de l'hôtel et de

l'Ehpad. Ici pas de PAC. La boucle fonctionne en *freecooling* : l'eau part à 9°, alimente en froid les bâtiments et revient à 13°. Elle passe par l'échangeur de la boucle où elle se refroidit au contact de l'eau du lac et ainsi de suite. La seule électricité consommée sert à faire fonctionner la pompe de circulation de la boucle. Cela permet d'atteindre un impressionnant coefficient de performance de 15 !

Un lac préservé

Après avoir transféré ses calories et frigories aux deux boucles de distribution, l'eau du lac est entièrement rejetée dans ce dernier à sept mètres de profondeur, à 2° en hiver et entre 2 et 14° en été, soit une température légèrement inférieure à l'eau lacustre. « Le système ne réchauffe donc pas le lac. Au contraire, il le refroidit un peu mais l'impact est insignifiant

comme l'a montré l'étude environnementale. Nous avons l'autorisation préfectorale de pomper au maximum 240 litres par seconde quand le lac se déverse dans la rivière Thiou avec un débit de 4 000 à 40 000 litres par seconde », insiste Olivier Eck.

Les travaux, commencés en septembre 2020, ont nécessité un fort savoir-faire de la part de SGI pour toute la partie lacustre. Il a fallu en outre enterrer l'unité de production (les PAC notamment) de façon à limiter l'impact visuel pour les habitants de la vieille ville d'Annecy située non loin de là. Si pour l'instant seuls des bâtiments privés du Crédit agricole immobilier bénéficient du dispositif, la Ville d'Annecy souhaite raccorder ultérieurement aux boucles chaude et froide la piscine municipale des Marquisats, actuellement en reconstruction. À terme, les besoins devraient être de 13 GWh en chaleur et de 0,5 GWh en froid, couverts à 65 % par les énergies renouvelables. Le projet évitera alors l'émission de 2 600 tonnes de CO₂ par an liées aux besoins en chauffage, prévu initialement au gaz, et en climatisation du quartier. ■

Solaire thermique : apprendre des erreurs du passé

À Chambéry, Cristal Habitat a choisi de remplacer une installation solaire thermique intégrée en toiture par des capteurs en surimposition, en réduisant la surface installée pour éviter les surchauffes. PAR GÉRALDINE HOUOT

La résidence des Platanes à Chambéry (Savoie) a essuyé quelques plâtres. Comprenant 8 locaux professionnels et 98 logements gérés par le bailleur social Cristal Habitat, elle a bénéficié dès 1996 d'une installation solaire thermique pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS). Intégrée au bâti, celle-ci était constituée de panneaux TGD-Th de l'entreprise française Clipsol, aujourd'hui disparue. Ces panneaux ont fait leur œuvre dix-sept ans jusqu'à ce que des problèmes d'étanchéité en toiture apparaissent. « La technologie de ces capteurs, très petits (0,5 m²), était particulière. Livrés en kit, ils étaient montés à façon, donc ils n'étaient pas toujours très hermétiques », explique Olivier Michel, ingénieur chargé d'affaires chez EDM EnR, entreprise locale qui a déposé l'installation solaire et l'a remplacée par une nouvelle. Le dimensionnement de la centrale n'était en outre pas optimal. « À l'époque, on avait tendance à maximiser le taux de couverture, donc on réalisait des installations de taille trop importante, comme ici où la surface de capteurs utile était de 156 m², avec trois ballons de stockage d'un total de 10 000 litres. Le taux de couverture des besoins était ainsi supérieur à 40 % en moyenne sur l'année, et dépassait, en juillet et août, les 95 %. C'est trop. Cela signifie qu'il y a des périodes où il n'y a pas assez de soutirage. Le glycol stagne, surchauffe et change de phase, ce qui le dégrade. Pour des logements sociaux, on sait maintenant qu'un bon dimensionnement nécessite en général un taux moyen de couverture des besoins inférieur à 40 % pour éviter les problèmes de surchauffe des panneaux », poursuit Olivier Michel.

DES ÉCONOMIES POUR LES LOCATAIRES

L'installation s'arrête finalement de fonctionner pour un problème de régulation en 2014. Lorsqu'en 2019, Cristal Habitat souhaite la remplacer, le bailleur social fait des choix très différents. Après dépose des anciens panneaux, la charpente est renforcée. Une nouvelle couverture est réalisée et les nouveaux capteurs sont cette fois-ci installés en surimposition. Au nombre de quarante, ils ne représentent qu'une surface utile de 95 m², accompagnée de deux ballons de 2 500 litres, soit de quoi couvrir 35 % des besoins en moyenne sur l'année et un maximum de 83 % en juillet-août selon les enseignements de la mise en service dynamique. « Au départ, il était prévu de garder les anciens ballons de stockage. Mais après inspection et nettoyage, nous nous sommes rendu compte qu'ils n'étaient pas en assez bon état. Cristal Habitat a dû les changer. Ça a été très compliqué par ce qu'ils étaient dans les combles. Il a donc fallu ouvrir le toit et les gruter puis les remplacer. Le surcoût a été important, ce qui explique en partie la réduction du volume de stockage de 10 000 à 5 000 litres. Il fallait faire des éco-

nomies », raconte Michel Olivier. Pour cette opération, d'un montant de 117 000 euros, Cristal Habitat a pu bénéficier d'une aide de l'Ademe de 68 700 euros.

Installés en février 2020, les nouveaux panneaux ont depuis produit en moyenne 42 900 kWh/an, soit un ratio de performance moyen de 452 kWh/m². Le solaire thermique préchauffe l'eau sanitaire, l'appoint étant assuré par le réseau de chaleur de la ville de Chambéry alimenté depuis le 1^{er} décembre 2022 à 80 % par des énergies renouvelables, contre 70 % auparavant. L'installation permet de couvrir environ 27 % des besoins en ECS des locataires, la différence avec les 35 % prévus étant due à un niveau de consommation inférieur à celui estimé. « Nous sommes satisfaits, assure Xavier Rauscher, responsable de projet Énergie et Développement durable chez Cristal Habitat. L'économie globale sur les charges d'eau chaude a été d'environ 1 600 euros en 2020. Elle sera de l'ordre de 3 400 euros en 2022 du fait de l'augmentation du prix de l'énergie. » ■

À chaque résidence ses énergies renouvelables

Cristal Habitat gère environ 8 500 logements sur l'agglomération de Chambéry. Le bailleur social est un habitué des énergies renouvelables. Son parc possède 28 installations solaires thermiques de production d'eau chaude sanitaire pour un total de 1 000 m² installés et environ 300 000 kWh/an économisés, 110 centrales photovoltaïques pour un total de 850 kW installés, produisant environ 870 MWh/an – à quoi à quoi doit s'ajouter plus de 1 MW avant 2024, 4 chaufferies collectives bois et 4 400 logements raccordés au réseau de chaleur de Chambéry.

L'ancienne installation solaire thermique a été remplacée par une nouvelle en surimposition, dont le dimensionnement limite les surchauffes.



Eau chaude solaire à l'hôtel Castellu Rossu

En Corse, l'hôtel Castellu Rossu a bénéficié du Fonds chaleur pour financer l'installation de capteurs solaires thermiques en toiture. L'opération lui permet de couvrir près de la moitié de ses besoins en eau chaude sanitaire.

PAR ARNAUD WYART

Situé à Lucciana, dans le département de Haute-Corse, l'hôtel Castellu Rossu dispose de 43 chambres et 8 suites, réparties au sein d'un seul bâtiment (pour un maximum de 96 occupants). Avant le lancement du projet, en 2019, l'établissement faisait appel au réseau d'électricité pour chauffer ses ballons d'eau chaude sanitaire, pour un besoin journalier de 6 714 litres d'eau à 60 °C. Bien décidé à faire des économies sur ses factures d'énergie et à réduire l'impact environnemental de l'établissement, le gérant a opté pour l'installation de capteurs solaires thermiques. L'hôtel s'appropriait en effet à réaliser des travaux pour rénover sa toiture en tuiles, dans le but de la transformer en terrasse et d'aménager les suites. C'était le moment idéal pour déployer des panneaux solaires. « *Bien qu'il soit ouvert toute l'année, l'hôtel Castellu Rossu affiche de faibles besoins en chauffage* », explique Philippe Sampieri, ingénieur à l'Ademe Corse. « *Le choix s'est porté sur des capteurs solaires thermiques, car ils sont en mesure de produire suffisamment d'énergie en journée pour chauffer les ballons. Les clients, eux, rentrent à l'hôtel le soir et consomment majoritairement l'eau chaude sanitaire à ce moment-là.* »

Dimensionnement adapté

Pour financer son projet, l'hôtel Castellu Rossu a répondu à un appel d'offres solaire thermique de l'Ademe, renouvelé chaque année et bénéficiant d'une communication grand public sur la région Corse. Dans le cadre du Fonds chaleur, la faisabilité technique d'une solution a d'abord été étudiée par un prestataire. Cette étude, financée par l'Ademe, a également permis de dimensionner une solution optimale, en fonction des besoins en eau chaude de l'hôtel. L'installation solaire thermique intègre ainsi deux lignes de huit capteurs pressurisés, pour une surface totale de 38 m², orientée au sud. Les capteurs alimentent deux ballons solaires de 2 000 litres chacun, déployés dans le local chauffierie de l'hôtel. Les deux ballons de 500 litres existants, eux, sont destinés à l'appoint, par exemple lorsque l'eau des ballons doit être chauffée la nuit. Le tableau électrique de commande de la chauffierie a également été remplacé, car il était

obsolète et non conforme. En outre, un dissipateur de chaleur a été installé en toiture pour éviter les risques de surchauffe du fluide caloporteur en période estivale et un système de monitoring permet à l'hôtel de télésurveiller l'installation solaire. Les travaux, commencés en décembre 2019, ont duré un an.

48 % des besoins couverts

Au total, l'opération a nécessité un budget de 60 000 euros, financé par l'Ademe à hau-

Une toiture de l'hôtel a été transformée en toiture-terrasse, permettant la pose des capteurs solaires sur châssis, comme ici sur le toit de l'hôtel Ibis Budget de Manosque.



teur de 25 000 euros. Elle permet à l'hôtel d'éviter l'émission de 22 tonnes de CO₂ chaque année. Surtout, les capteurs solaires thermiques produisent près de 28 MWh de chaleur par an, ce qui permet de couvrir 48 % de ses besoins en eau chaude sanitaire. L'appoint est quant à lui réalisé *via* le réseau électrique pour alimenter les résistances intégrées dans les ballons existants. Il représente une consommation

annuelle d'environ 30 MWh. Satisfait de l'installation d'un point de vue technique et économique, l'hôtel Castellu Rossu a vu ses frais de fonctionnement diminuer sensiblement depuis la mise en service. Avec la guerre en Ukraine et l'augmentation fulgurante des prix de l'électricité qui a suivi, le projet solaire thermique est devenu encore plus rentable. Le temps de retour sur investissement a été quasiment divisé par deux. ■



La moitié de l'eau chaude sanitaire de l'hôtel est désormais préparée par les capteurs solaires thermiques.

Troisième contrat de chaleur renouvelable pour Grenoble et Saint-Étienne

En Auvergne-Rhône-Alpes, les contrats de chaleur renouvelable territoriaux ont la cote. Les métropoles de Grenoble et de Saint-Étienne ont été parmi les premiers territoires à tester en 2017 ce nouveau dispositif proposé par l'Ademe. Les deux métropoles signent cette année leur troisième contrat.

PAR GÉRALDINE HOUOT

À Grenoble, la biomasse, on connaît, on y pense et on y croit ! Le premier contrat de chaleur renouvelable territorial (CCRt)¹ signé par la métropole pour la période 2017-2020 a permis de faire financer par l'Ademe vingt installations de biomasse sur les vingt-quatre projets accompagnés en trois ans. « Nous avons identifié de nombreuses petites chaufferies biomasse potentielles. Or, finalement, ce sont des projets plus importants avec quelquefois des réseaux de chaleur associés qui ont vu le jour. Nous avons ainsi atteint nos objectifs de près de 6 000 MWh en 2020 mais avec 20 projets de moins que l'objectif de 44 projets que prévoyait la convention », explique Claire Mazoyer, chargée du développement des énergies renouvelables à Grenoble-Alpes métropole (49 communes, 445 000 hab.), qui travaille sur les CCRt en partenariat avec l'Agence locale de l'énergie et du climat (Alec) de la grande région grenobloise.

On peut citer l'exemple du réseau de chaleur de Quaix-en-Chartreuse, mis en service en 2019, long de 180 mètres et qui alimente en chaleur quatre bâtiments communaux et deux maisons, grâce à une chaudière granulés bois de 200 kW. Le marché de fourniture de chaleur bois énergie, avec conception, réalisation, financement, exploitation sur 20 ans, a été attribué à ForestEner, SAS qui développe des projets d'énergies renouvelables citoyens. Les quatre autres projets hors biomasse de ce premier CCRt sont trois installations de solaire thermique et une de géothermie. 1,4 million d'euros d'aides à l'investissement ont été attribués par l'Ademe pour soutenir l'ensemble des réalisations.

Diversifier les sources d'énergie

De nombreux projets étant encore pressentis, la métropole est repartie en 2020 pour un deuxième contrat de trois ans. Cette fois, l'objectif était de

faire émerger 42 installations pour 8 172 MWh, avec l'obligation de diversifier les sources d'énergie pour éviter l'omniprésence du bois (33 % des installations au maximum). Dix-sept projets de géothermie ont ainsi pu voir le jour dans la zone d'aménagement concerté (ZAC) de la presqu'île de Grenoble située entre le Drac et l'Isère. Celle-ci bénéficie en effet de la présence dans son sous-sol d'une nappe phréatique

abondante que la ville de Grenoble a choisi d'exploiter pour les nouvelles constructions (logements, bureaux, commerces et équipements publics) via des dispositifs de géothermie sur nappe avec rejets mutualisés dans un réseau d'exhaure dans l'Isère. D'autres projets de géothermie sont encore en développement dans le cadre du CCRt.

Six installations de solaire thermique ont également pu émerger, la plupart sur des bâtiments neufs de logements sociaux. « Nous avons cependant un très beau projet sur une résidence en réhabilitation du bailleur social Grenoble Habitat. L'installation solaire devrait faire 100 m², alors qu'elles font plutôt



Construction du réseau de chaleur alimenté par une chaufferie bois par la SAS ForestEner dans la métropole de Grenoble.



Inspection de la chaufferie bois La Coop de Grenoble, un des nombreux projets biomasse ayant vu le jour dans la ville grâce au contrat territorial.

Les installations prévues par le contrat de la métropole de Saint-Étienne relèvent pour près d'un tiers de la chaleur solaire.



SAINT-ÉTIENNE MÉTROPOLE



Le contrat conclu avec l'Ademe a permis à Grenoble de développer des installations solaires thermiques, sur des bâtiments publics ou ceux de bailleurs sociaux.

GRENOBLE ALPES MÉTROPOLE

10 m² d'ordinaire dans le cadre des CCRt », souligne Claire Mazoyer. Les choses ont été si vite qu'au bout de deux ans la collectivité a demandé un avenant au contrat pour étendre ses objectifs. « Nous approchons des 8 000 MWh et nous risquions de ne pas avoir assez de fonds pour d'autres installations car le taux de subventions des projets a été rehaussé par l'Ademe. Nous avons pu augmenter nos objectifs à 11 796 MWh pour soixante de projets, ce qui représente un beau défi ! », raconte Claire Mazoyer. Un défi en passe d'être dépassé grâce à l'émergence d'un projet de réseau de chaleur important à Vizille. Au total, 4,4 millions d'euros auront été alloués par l'Ademe dans le cadre de ce second CCRt pour soutenir l'investissement dans des installations de chaleur renouvelable. Forte de ce succès, la métropole a choisi de repartir pour un troisième contrat de trois ans (2023-2026). Les objectifs sont en cours de discussion. « Le vivier de projets commence à s'amenuiser et les plus simples ont déjà été financés dans le cadre des premiers CCRt. Mais il y a encore de quoi faire car plusieurs réseaux de chaleur urbains sont en cours d'étude sur le territoire métropolitain. L'enveloppe visée est de 5,4 millions d'euros », annonce Claire Mazoyer.

Lancer la dynamique à Saint-Étienne

À Saint-Étienne, la mise en route a été un peu plus compliquée. « Le département de la Loire n'a pas la même mobilisation citoyenne en faveur des énergies renouvelables que l'Isère. Il y a beaucoup moins d'installations et il n'y avait pas vraiment de projet en attente de financement. Donc nous avons dû réaliser un gros travail d'animation, prospection et communication », explique Wilfrid Gérossier, chargé de mission énergies renouvelables à la métropole de Saint-Étienne (53 communes, 406 868 hab.), qui, à la différence de Grenoble, gère et anime le CCRt seule. Engagée dans l'aventure avec le parc naturel régional du Pilat, avec lequel elle est liée par

une démarche Tepos (territoire à énergie positive), la Métropole a finalement réussi à faire accompagner sur l'ensemble du territoire 53 installations pour un total de 13 300 MWh, alors que l'objectif initial était seulement de 9 000 MWh. 800 000 euros d'aide publique à l'investissement ont été versés dans le cadre du CCRt. Cinq projets plus importants ont en outre pu être financés directement par le Fonds chaleur.

Sur les 53 installations, 40 % sont de la biomasse, 12 % des réseaux de chaleur (extension ou raccordement sans chaufferie), 12 % de la géothermie, 29 % du solaire et 7 % de la récupération de chaleur. « À l'époque, seule la filière bois était dynamique à Saint-Étienne. La géothermie par exemple, c'était de la science-fiction ! Il a fallu présenter la filière et montrer les performances par des exemples. Nous avons organisé en pleine canicule une visite d'une caserne de pompiers reconverte en pôle musical et petite salle de cinéma, équipée pour le rafraîchissement, et nous avons eu trois appels dans la foulée pour des installations de géothermie ! », se remémore Wilfrid Gérossier. Les projets concernent surtout des bâtiments neufs, publics ou privés. Les établissements de santé sont notamment très demandeurs, de même que les salles com-

munes. Les industriels commencent également à s'y intéresser.

Pour le solaire thermique, même combat, il a fallu convaincre. « Contrairement à Grenoble, où le secteur est dynamique, à Saint-Étienne, il n'y avait plus de compétences. Il y a eu des contre-exemples et plus personne ne voulait en entendre parler, donc la filière s'est écroulée. Mais nous avons réussi à la relancer. Les installateurs sont remontés en compétences alors qu'ils n'avaient plus réalisé d'installation depuis dix ans. Les agriculteurs ont été assez moteurs. Plusieurs installations de solaire thermique ont été réalisées sur des exploitations agricoles », poursuit Wilfrid Gérossier.

La géothermie séduit

Résultat, pour le deuxième CCRt signé, qui touche actuellement à sa fin, le travail de prospection a été plus facile. « Le premier contrat a lancé une dynamique. Le contexte géopolitique est différent aussi. Les architectes et les maîtres d'ouvrage se posent d'emblée la question de l'énergie », remarque le responsable énergies renouvelables de la métropole. Les objectifs à atteindre avaient été fixés à 24 installations, dont 10 hors biomasse, pour 9 900 MWh de production.

À cinq mois de la fin du contrat, en août, 57 installations avaient été accompagnées pour

un total de 13 000 MWh, dont 53 % d'installations biomasse et réseau, 16 % de solaire et 31 % de géothermie. « Cinq ou six projets de géothermie devraient encore émerger. On voit bien que cette énergie prend de l'ampleur au détriment de la biomasse qui séduit moins parce qu'elle n'offre pas de rafraîchissement. Pour le solaire, nous comptons moins d'installations dans

Pour les communes du territoire de Saint-Étienne, la géothermie relevait de la science-fiction. Il a fallu expliquer et montrer des réalisations.

le deuxième contrat que dans le premier, mais elles sont de taille plus importante. Le bilan est très positif. Sans le dispositif CCRt, de nombreuses installations n'auraient jamais vu le jour par manque de tiers de confiance et de soutien financier », commente Wilfrid Gérossier. L'Ademe a attribué 3,2 millions d'euros dans le cadre de ce contrat territorial.

Loin d'avoir prospecté et sensibilisé tous les secteurs consommateurs de chaleur de leurs territoires, Saint-Étienne Métropole et les communautés de communes du Pilat ont décidé de repartir sur un troisième contrat avec des objectifs proches du dernier. Avec une contrainte forte : l'augmentation importante du prix de la construction des projets, notamment dans le solaire thermique, à cause de l'inflation. ■

1. Le contrat territorial permet aux maîtres d'ouvrage de la circonscription – à l'exception des particuliers – de pouvoir obtenir des aides du Fonds chaleur pour investir dans des projets d'énergie renouvelable trop petits pour être soutenus individuellement par l'Ademe. L'accord fixe au territoire des objectifs sur trois ans : moyennant une aide pour financer un ou plusieurs postes d'animateurs, il doit arriver à faire émerger un nombre défini de projets et de MWh. Il peut ensuite repartir sur un nouveau contrat.

Amiens, un réseau de chaleur multi-énergies

Depuis 2017 et la création d'une société d'économie mixte à opération particulière, la ville d'Amiens et Engie Solutions développent activement un réseau de chaleur alimenté par un mix énergétique innovant. PAR GÉRALDINE HOUOT

Ils étaient deux. Ils ne font désormais plus qu'un. En seulement cinq ans, entre 2017 et 2022, les deux réseaux de chaleur gaz de la ville d'Amiens, dans la Somme, d'un total de 7 km, ont été réunis et étendus pour atteindre 50 km. Les immeubles HLM d'Amiens, collèges, lycées, bâtiments municipaux et copropriétés ont été raccordés. Le réseau fournit ainsi aujourd'hui de la chaleur à 240 sous-stations. Surtout, les énergies renouvelables et de récupération fournissent désormais plus de 62,5 % de l'énergie consommée.

Cela grâce à la création en 2017 d'un véhicule juridique original : une société d'économie mixte à opération particulière (Semop), la première de France dans le secteur de l'énergie, baptisée Amiens Énergies. « Une Semop est une SEM créée pour un unique projet, avec la particularité d'autoriser une entreprise privée à être majoritaire au capital, à l'inverse des SEM classiques. Cela permet aux collectivités d'être au cœur des décisions stratégiques pour leurs réseaux et de bénéficier de retombées économiques, sans avoir à investir des sommes trop importantes », explique Christophe Roger, en charge du suivi d'Amiens Énergies à l'Ademe Hauts-de-France. « La ville étant à la fois autorité concédante, délégataire et dans notre cas cliente, elle doit savoir à tout instant à quel titre elle s'exprime. Si on respecte bien ça, la Semop est un super outil qui se développe de plus en plus pour les réseaux de chaleur », complète Benoît Mercuzot, conseiller délégué aux finances à la mairie d'Amiens et président du conseil d'administration d'Amiens Énergies. Au capital de la société, on trouve ainsi la Ville à 34 %, la Banque des territoires à 15 % et Engie Solutions à 51 %. L'énergéticien a été choisi pour ses propositions audacieuses concernant les énergies renouvelables et de récupération, qui permettent de dépasser largement le taux de couverture de 50 % exigé dans l'appel d'offres.

Chaleur en cascade

En premier lieu, le réseau est alimenté par les calories récupérées sur les eaux usées de la station

d'épuration (Step) de la ville, qui traite 8 millions de m³ par an d'effluents urbains arrivant à des températures de 16 à 22 °C. Cinq pompes à chaleur (PAC) d'une puissance globale de 15 MW relèvent ces températures jusqu'à 75 ou 80 °C. Le tout couvre en base 25 % des besoins annuels du

réseau qui s'élèvent désormais en moyenne à 160 GWh, contre 40 GWh en 2017. Deux chaudières biomasse, de 8 MW et 4 MW, chauffent ensuite l'eau du réseau jusqu'à une température entre 85 °C et 95 °C suivant les besoins. Les appoints et secours sont assurés par cinq centrales de cogénération gaz existantes (27 MW au total) et trois chaufferies gaz (81 MW en tout, deux existantes et une neuve). « Nous devons contractuellement aller au-delà de 60 % de taux de couverture par les énergies renouvelables et de récupération et même au-delà de 62,5 % pour répondre aux exigences de l'Ademe. Nous avons atteint les 64 % l'année dernière », s'enthousiasme Vincent Piboulet, directeur général d'Amiens Énergies.

Les chaufferies bois du réseau d'Amiens relèvent les températures de l'eau préchauffée en amont par des pompes à chaleur.

Les travaux ont nécessité un investissement de 92 millions d'euros que la Semop a pu supporter grâce à des aides publiques : 27,5 millions d'euros du Fonds chaleur, 7 millions d'euros du Fonds européen de développement régional (Feder) et 2 millions d'euros de la Région Hauts-de-France via le Fonds régional d'amplification de la troisième révolution industrielle – REV3 (Fratri).

25 km en plus en 2025

La suite est déjà en cours. Amiens Énergies prévoit l'extension du réseau à 75 km d'ici à 2025, ce qui permettra de relier 110 abonnés supplémentaires. Six kilomètres ont déjà été construits et une sixième PAC (3 MW) est en cours de mise en service industrielle pour augmenter la récupération de calories sur les eaux usées de la ville. Ces six PAC devraient au printemps prochain récupérer en sus la chaleur des eaux usées traitées par une autre Step, industrielle cette fois. « Cela va nous permettre d'avoir une source supplémentaire de calories, sur des eaux plus chaudes et avec un débit plus constant », explique Vincent Piboulet. Une troisième chaufferie biomasse de 14 MW devrait également voir le jour début 2025.

L'ensemble permettra de livrer 90 GWh de chaleur en plus par an et d'atteindre un taux d'énergies renouvelables et de récupération de minimum 72 % selon les exigences de l'Ademe. « La chaufferie sera juste à côté du CHU qui figurera parmi les abonnés au réseau une fois celui-ci achevé. Ceci a été rendu possible par les bienfaits de la Semop. C'est un beau succès », commente Vincent Piboulet.

Le CHU devrait en effet représenter 30 % des besoins du nouveau réseau. Les autres abonnés seront des bâtiments publics et des copropriétés, plus éventuellement des industriels. « Nous travaillons à les convaincre. Nous pourrions à la fois récupérer leur énergie fatale pour alimenter le réseau et leur fournir de la chaleur via ce dernier », explique Benoît Mercuzot. Les particuliers ne peuvent, eux, se raccorder, mais la ville a fait un choix fort : les recettes perçues par la collectivité via Amiens Énergies servent à soutenir financièrement les travaux de rénovation énergétique des maisons individuelles.

Le froid n'est pas oublié par la collectivité. Deux thermofrigopompes alimentées par de la géothermie sur nappe, qui refroidissent déjà un data center de la ZAC Intercampus, devraient bientôt fournir aussi des frigories à une maison de retraite. Un autre réseau de froid avec de la géothermie sur nappe est également prévu sur la nouvelle ZAC Gare-la-Vallée (1 850 kW). 2,6 GWh de frigories seront livrés chaque année par les deux réseaux.

48 millions d'euros d'investissements supplémentaires sont prévus pour l'ensemble de ces nouveaux travaux, soutenus à hauteur de plus de 22 millions d'euros par l'Ademe. Au total, ce seront ainsi 140 millions d'euros qui auront été investis en huit ans pour des outils qui permettront d'éviter le rejet de 41 100 tonnes de CO₂ chaque année. ■



ENGIE SOLUTIONS

ABONNEZ-VOUS!

**PRINT
+
WEB**

L'abonnement à nos magazines vous permet de ne rien manquer des évolutions des énergies renouvelables : débats, focus entreprises, dossiers thématiques, retours d'expérience, enquêtes...

Des informations précises et chiffrées, un traitement objectif et rigoureux.

Votre abonnement vous permet de bénéficier de **5 numéros** dont **1 hors-série** par an et par titre
+ L'actu des EnR, la **newsletter hebdomadaire**
+ L'accès au **kiosque en ligne** et aux **archives** du titre.



BON DE COMMANDE



Choisissez votre abonnement print + web

SOLO (1 magazine au choix)

FRANCE 1 an..... 99€ 2 ans.... 179€
EUROPE* 1 an..... 109€ 2 ans.... 199€
MONDE 1 an..... 119€ 2 ans.... 219€

DUO (2 magazines au choix)

FRANCE 1 an..... 159€ 2 ans.... 269€
EUROPE* 1 an..... 169€ 2 ans.... 289€
MONDE 1 an..... 179€ 2 ans.... 309€

TRIO (3 magazines)

FRANCE 1 an..... 199€ 2 ans.... 349€
EUROPE* 1 an..... 209€ 2 ans.... 369€
MONDE 1 an..... 219€ 2 ans.... 389€

* Europe et Drom-Com

LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE

LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN

Retrouvez nos derniers hors-séries**

Le Journal des énergies renouvelables

La climatisation renouvelable (avril 2020) 25€
 La mobilité électrique renouvelable (avril 2021) 25€
 L'agriculture et les EnR (avril 2022) 25€
 La géothermie (avril 2023) 25€

Le Journal du Photovoltaïque

L'autoconsommation (juin 2019) 25€
 Le stockage et les réseaux (juillet 2020) ... 25€
 Kits photovoltaïques : le solaire à portée de main (juin 2021) 25€
 Recyclage et seconde vie (juin 2022) 25€
 L'agrivoltaïsme, une culture nouvelle (juillet 2023) 25€

Le Journal de l'éolien

Les rumeurs de l'éolien (juillet 2019) 25€
 La question du foncier (septembre 2020) ... 25€
 "L'intermittence", fin d'un mythe (septembre 2021) 25€
 Éolien et biodiversité (juillet 2022) 25€
 Éolien et territoires (octobre 2023) 25€

** Des frais de port s'appliquent pour tout achat à l'unité

Nom : _____

Prénom : _____

Société : _____

N° TVA intra. : _____

Adresse : _____

Code postal : _____

Ville : _____

Téléphone : _____

Email : _____

Montant total : € + Frais de port * €

France métropolitaine : 1,95 €, Europe/Dom-Com : 3,95 €, Monde : 5,95 € * Seulement pour toute commande de numéros

Montant total de la commande : €

Bon de commande à retourner à :

OBSERVATOIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

146, rue de l'Université – 75007 Paris - France
Tél : 01.44.18.00.80



Règlement par chèque bancaire à l'ordre d'Observ'ER

OU

Règlement par virement bancaire ou mandat administratif

À joindre au bon de commande lors de l'envoi

Avec nom, prénom et raison sociale dans l'ordre de virement
IBAN : FR76 4255 9100 0008 0047 5262 288
BIC : CCOPFRPPXXX

Vous pouvez aussi commander nos anciens numéros et nos ouvrages en vous rendant sur : librairie-energies-renouvelables.org

