



DOSSIER ÉNERGIES

Pour un mix énergétique neutre en carbone

PAR PATRICK PHILIPPON ET AUDE GANIER

Nous n'avons plus le choix. Pour limiter le réchauffement climatique, il faut décarboner rapidement notre économie, donc nos sources d'énergie. Autrement dit, nous passer des ressources fossiles (pétrole, gaz et charbon). Fort de ce constat, l'État a demandé au CEA d'inscrire ses travaux de recherche pour une vision « intégrée » d'un système énergétique neutre en carbone, à l'horizon 2050.

« Le CEA est le seul organisme français de recherche travaillant sur les deux formes d'énergie bas-carbone, c'est-à-dire les énergies renouvelables et le nucléaire », expose Hélène Burlet, directrice-adjointe des programmes énergies de la Direction des éner-

gies du CEA (DES). « Il s'agit de décarboner non seulement la production électrique, ce qui est déjà largement le cas en France grâce au nucléaire et à l'hydraulique, mais aussi l'ensemble du système énergétique pour l'industrie, les transports, le chauffage urbain. Pour cela, les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur seront à terme interconnectés », souligne Stéphane Sarrade, qui dirige les programmes énergies à la DES.

Raisonner ensemble pour intégrer toutes les énergies

L'idée de base de cette vision complexe est que chaque composant du système énergétique a un impact sur les autres et doit fonctionner avec eux : batteries des véhicules électriques, panneaux solaires, réacteurs nucléaires, méthaneurs, électrolyseurs, réseaux de chauffage urbain... « Le CEA s'investit sur toutes ces technologies. Elles avancent bien, mais isolément. Il s'agit désormais de raisonner et de travailler ensemble, dans une vision intégrée », insiste Stéphane Sarrade. D'autant que cette articulation de ressources doit s'inscrire dans une perspective de production d'électricité

à la fois massive et intermittente, centrale et locale, et avec un réseau qui deviendra bidirectionnel puisque le consommateur pourra aussi être producteur.

Développer une approche intégrée suppose non seulement des technologies de production mais aussi des moyens de stockage et de conversion entre les différentes formes d'énergie, permettant localement des usages combinés. C'est là que pourraient par exemple intervenir des SMR, petits réacteurs nucléaires modulaires fournissant localement de l'électricité et/ou de la chaleur pour le chauffage urbain ou la production d'hydrogène.

De même, le réseau interconnecté, souple et « intelligent » devra s'adapter à tout moment à l'évolution des productions et des demandes nationale et locales... et même les anticiper.

L'économie circulaire comme boussole

Les développements technologiques nécessaires doivent par ailleurs répondre à trois impératifs. « Tout d'abord, il faut proposer des solutions économiquement viables, adaptées aux marchés et à la demande →

« Il faut proposer des solutions économiquement viables, adaptées aux marchés et à la demande, tout en intégrant la dimension durable. »

Hélène Burlet, directrice-adjointe des programmes énergies de la Direction des énergies du CEA (DES)

à venir. À ce niveau, nous pouvons nous appuyer sur l'expertise de l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-Tésé) de la DES», souligne Hélène Burlet. Il s'agira également d'intégrer la dimension durable de ces solutions dès leur conception, en s'appuyant sur l'analyse du cycle de vie des matériaux utilisés, lesquels sont limités et peuvent aussi poser des questions de souveraineté. Avec des savoir-faire développés pour le recyclage des matières nucléaires, les chercheurs adaptent des procédés pour pouvoir par exemple récupérer le cobalt, le nickel ou le lithium des batteries et le platine des piles à combustibles. D'autres recherches consistent à étudier la possibilité de recycler plusieurs fois, au lieu de une actuellement, le combustible usé des réacteurs nucléaires du parc actuel. « Ces travaux impliquent les industriels à nos côtés pour étudier comment utiliser des réacteurs de troisième génération comme les EPR et adapter les usines de retraitement et de fabrication du combustible », affirme Jean-Claude Garnier, chef de programme à la DES. Cette optimisation du cycle est aussi au cœur des recherches sur les réacteurs de quatrième génération qui visent, à long terme, une valorisation complète des matières nucléaires, uranium et plutonium, tout en diminuant la production de déchets. Parallèlement, des équipes travaillent à la fermeture du cycle du carbone pour valoriser le CO₂ émis en grande quantité par les activités humaines (voir *Les défis du CEA* n° 236). Plusieurs pistes : combiner le CO₂ avec de l'hydrogène pour produire

du méthane, du méthanol, des matières plastiques ; utiliser la photosynthèse pour créer directement des molécules carbonées à partir du CO₂, sans apport d'énergie autre que celle du soleil (voir p. 12).

Acceptation sociale et adhésion par les usagers

Enfin, rien ne sera possible sans l'assentiment de l'utilisateur. En effet, le particulier est-il prêt à accepter que son véhicule électrique ne soit pas systématiquement rechargé en début de nuit, même si une urgence peut survenir ? Faut-il le rémunérer si sa batterie contribue à la stabilisation du réseau ? Autorisera-t-il la baisse d'un demi-degré de la température de l'eau de chauffage de son logement pour équilibrer le réseau de chaleur ? Et comment « piloter » la demande collective en énergie ? Le recours aux sciences humaines et sociales, via des collaborations avec des laboratoires extérieurs, apparaît indispensable. Portée par le CEA, cette vision intégrée est à construire plus avant avec des partenaires académiques, y compris en sciences humaines et sociales, et des industriels. « Le CEA travaille en permanence avec de grands comptes, comme ceux de la filière historique du nucléaire, mais aussi avec la multitude d'entreprises de toutes tailles qui interviennent dans les nouvelles technologies pour l'énergie. Il nous revient de les agréger, voire de favoriser l'émergence d'une filière énergétique intégrée en France, et pourquoi pas en Europe », affirme Stéphane Sarrade. Les solutions seront systémiques ou ne seront pas... ●

REPÈRES

Les objectifs de la PPE 2020 pour la France

- 7,6 % (2023), puis - 16,5 % (2028)
Baisse de la consommation finale d'énergie (par rapport à 2012).

- 14 % (2023), puis - 30 % (2028)
Réduction des émissions de gaz à effet de serre issus de la combustion d'énergie (par rapport à 2016).

- 20 % (2023) puis - 35 % (2028)
Baisse de la consommation primaire d'énergies fossiles (par rapport à 2012).

50 % en 2035
Part de l'électricité nucléaire dans le mix énergétique.

+ 50 % en 2023
Augmentation de la production d'électricité renouvelable par rapport à 2017.

+ 25 % (2023), puis + 50 % (2028)
Augmentation de la chaleur renouvelable par rapport à 2017.

+ 20 % en 2028
Augmentation de la production de gaz renouvelable par rapport à 2017, sous l'hypothèse d'une baisse des coûts.

Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) sont des outils de pilotage de la stratégie française pour l'énergie et le climat aux horizons 2023 et 2028, décrétée le 21 avril 2020.

LEXIQUE

Méthaneur

Réacteur catalytique utilisé pour la méthanation qui consiste en la conversion de monoxyde (CO) ou dioxyde de carbone (CO₂) en gaz de synthèse riche en méthane (à ne pas confondre avec méthanisation, processus naturel dû à la dégradation des matières organiques).

Électrolyseur

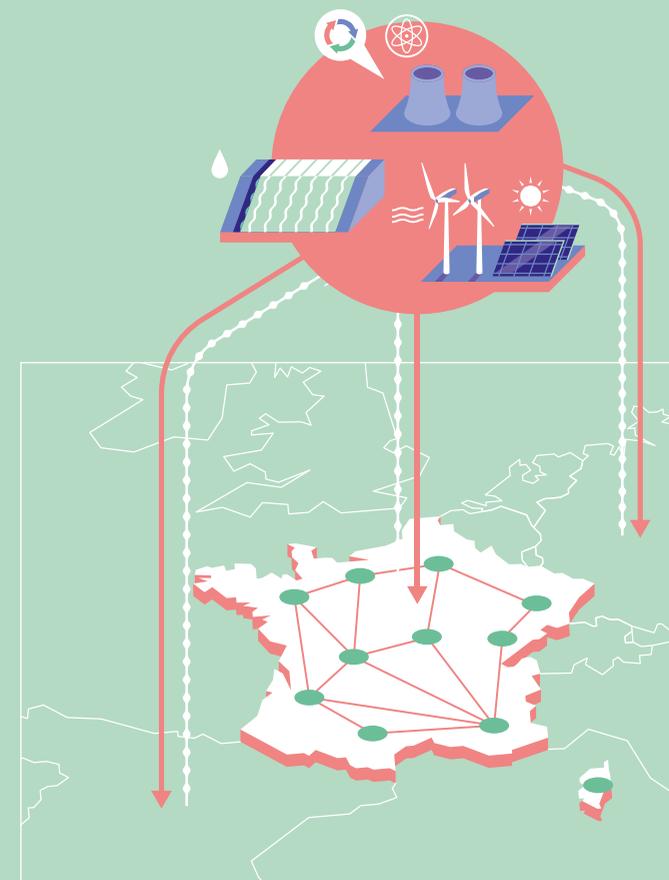
Appareil servant à effectuer des réactions chimiques (séparation ou conversion d'éléments) par activation électrique. L'hydrogène peut ainsi être produit à partir de l'électrolyse de l'eau.

Photo page précédente

Distribution des tuyauteries de gaz dans l'installation de production d'hydrogène du CEA. © Guillaudin/CEA

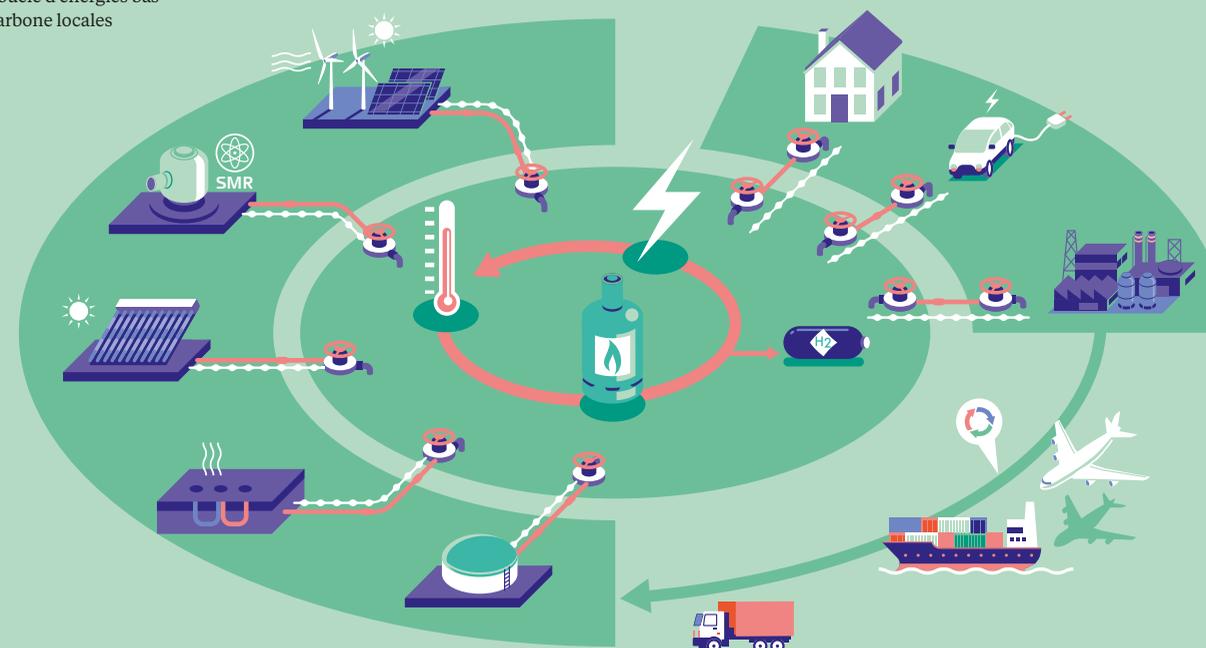
La boîte à outils du mix énergétique bas carbone à l'horizon 2050

Approche intégrée reposant sur divers moyens de production, stockage et de conversion entre les différentes formes d'énergie ; et dans laquelle les consommateurs deviennent aussi des producteurs.



ZOOM

Boîte à outils d'une boucle d'énergies bas carbone locales





Ci-contre

Salle de contrôle des différents projets alimentés par des sources d'énergie intermittentes et dotés de moyens de stockage électrique. © Avavian/CEA



Réseaux, la quadrature du cercle

Conçus pour transporter et distribuer chacun une énergie (électricité, gaz, chaleur) produite de manière centralisée, les réseaux vont devoir adapter leur architecture. Il leur faudra s'interconnecter en intégrant des systèmes de stockage et de conversion. Enjeu : donner de la flexibilité au mix énergétique pour gérer la variabilité de l'offre et de la demande, dans le temps (intermittence) et dans l'espace (usages locaux différenciés).



CEA-Leti
Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information (Grenoble).

CEA-List
Laboratoire des systèmes numériques intelligents (Saclay).

CEA-Isas
Institut des sciences appliquées et de la simulation pour les énergies bas carbone (Saclay).

Plus que de simples « tuyaux », les réseaux de transport et de distribution d'énergie sont des systèmes complexes à piloter au plus près pour équilibrer production et consommation et limiter les pertes. La transition décarbonée du mix énergétique leur impose de nouvelles contraintes. La première : anticiper, s'adapter voire piloter la demande. « Aujourd'hui, que ce soit pour le gaz, l'électricité ou la chaleur, on produit de façon massive et on transporte vers les usagers. Demain, pour améliorer l'efficacité énergétique, on distribuera au plus juste. Cela nécessite, à des échelles parfois très fines comme un quartier voire un immeuble, de comprendre et déduire la demande : par exemple, l'âge du bâti et ses performances énergétiques déterminent la température de l'eau à distribuer pour le chauffage collectif », explique Patrice Tochon, chef de programme à la DES.

Stockage et conversion

Le stockage de l'électricité intermittente représente un autre casse-tête. En cas de forte demande et sur des temps longs, les batteries n'apparaissent plus pertinentes car elles ne permettent de stocker que quelques heures de production d'électricité. Une solution consiste à pouvoir la convertir localement en une énergie plus facile-

ment stockable et réutilisable à la demande, comme la chaleur ou le gaz hydrogène. Or l'arrivée de ce vecteur hydrogène dans le mix énergétique (voir encadré) suppose également de maîtriser, intégrer et gérer en temps réel de nouveaux convertisseurs (par exemple, électricité vers hydrogène, et hydrogène pour la mobilité).

Le cas complexe des véhicules électriques

L'émergence des véhicules électriques impose pour sa part une double contrainte. D'une part, si tout le monde connecte sa voiture en fin de journée, cela créera un pic de demande s'ajoutant à celui existant. « Or, il n'est pas question d'augmenter la capacité de production électrique pour absorber ce pic. Il faudra développer des moyens techniques pour que le réseau décide lui-même du moment opportun pour recharger la batterie, et imaginer des incitations économiques pour que les particuliers l'acceptent », illustre Hélène Burlet, directrice-adjointe des programmes énergies à la DES. D'autre part, ces innombrables batteries connectées constituent autant de capacités de stockage distribuées qui peuvent aider à stabiliser la fréquence sur le réseau. C'est le concept V2G du *vehicle to grid* (de la voiture au réseau) qu'il conviendra également

d'intégrer et de piloter de concert avec les autres composantes du mix énergétique. Les exemples de situations et dispositifs inédits à absorber ne manquent pas.

Vers des réseaux « intelligents »...

Comme le constate Patrice Tochon, « les réseaux actuels, très bien conçus pour leur mission d'origine, ne pourront cependant pas répondre à la nouvelle donne sans être davantage connectés et "intelligents" pour faire fonctionner l'ensemble ». Le gestionnaire devra en permanence avoir accès à un maximum d'informations pour savoir comment équilibrer son réseau à telle ou telle échéance. Tout cela reposera sur une multitude de capteurs pour ausculter le système, des logiciels capables de traiter cette énorme masse de données pour en extraire une information pertinente, et des outils d'aide à la décision en temps réel. Et sur tous ces aspects, le CEA a la capacité d'intervenir avec ses différents instituts : le Leti dispose d'un portefeuille de capteurs très fourni à déployer ; le List est expert en collecte et traitement du big data ; et les spécialistes de l'Isas possèdent de solides compétences en modélisation et simulation.

... et interconnectés

« Pour interconnecter les réseaux, il faut également développer des briques technologiques assurant la production, le stockage et/ou la conversion des différentes formes ou vecteurs d'énergie : une pompe à chaleur pour passer de l'électrique vers le thermique ; des électrolyseurs pour valoriser l'électricité en hydrogène et des piles à combustible pour aller dans l'autre sens ; des SMR pour générer hydrogène, chaleur et électricité... Sur tous ces sujets, le CEA développe des solutions », affirme Patrice Tochon. Trois étapes se dessinent au final sur la route vers 2050. À très court terme, l'objectif est d'améliorer le pilotage des réseaux en prenant mieux en compte et en ajustant la demande. Le CEA s'y emploie déjà avec les grands opérateurs : RTE et Enedis pour l'électricité ; GRT Gaz et GRDF pour le gaz ; CCIAG et UEM pour la chaleur. Viendra ensuite le temps d'interconnecter ces différents réseaux d'énergie, en particulier au niveau local, pour accroître encore la flexibilité du système. Avec, pour troisième étape, l'arrivée massive des véhicules électriques et la généralisation du recours à l'hydrogène. ●

H₂ L'hydrogène, un vecteur d'avenir

L'hydrogène (H₂), peut tout faire, ou presque : produire de l'électricité via une pile à combustible ; servir de combustible, avec pour seul déchet de la vapeur d'eau ; être transformé en méthane (CH₄) voire en matières carbonées avec l'ajout de dioxyde de carbone (CO₂), ainsi valorisé au lieu d'être rejeté dans l'atmosphère. De plus, il peut être stocké selon différentes options.

Pour un H₂ décarboné

La France produit chaque année un million de tonnes d'H₂ pour différents usages (raffinage du pétrole, fabrication d'ammoniac, etc.). Et cela, surtout par vaporéformage du méthane (procédé de transformation à partir d'hydrocarbures et en présence de vapeur d'eau), qui libère 10 tonnes de CO₂ pour chaque tonne de H₂ produite... La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) exige donc le « verdissement » du H₂ industriel, à hauteur de 10 % d'ici 2023. Seule solution : l'électrolyse de l'eau, réaction qui ne libère que de l'oxygène. Différentes technologies existent, à des degrés de maturité divers.

Électrolyse à haute température

Celle du CEA (EHT) nécessite chaleur et électricité. « La molécule d'eau étant stable, il faut beaucoup d'énergie pour la casser. Même si l'apport de chaleur diminue la part électrique nécessaire, celle-ci reste conséquente. L'impact du branchement des électrolyseurs sur le réseau électrique est donc à considérer », prévient Hélène Burlet. D'où l'idée d'utiliser les surplus d'électricité des sources intermittentes, ou pourquoi pas de recourir à de petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) hybrides. Car, dès 2035, il faudrait pouvoir produire 4 à 5 millions de tonnes d'hydrogène par an. ●

LEXIQUE

Calogène

Qui produit de la chaleur.

Électrogène

Qui produit de l'électricité.

1. Pour rappel, un réacteur nucléaire à eau pressurisée (REP) de 1 000 MW électriques a une puissance thermique d'environ 3 000 MW.

FOCUS

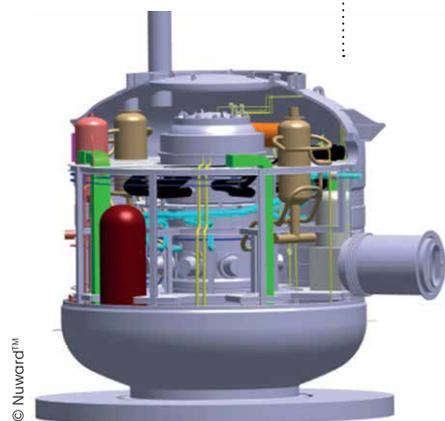
La « nouvelle vague » des SMR électrogènes

Ces « petits » réacteurs nucléaires pour la production d'électricité, dont les composants sont produits en série en usine puis assemblés sur site, visent notamment à remplacer les centrales à charbon, fortement émettrices de CO₂. Plusieurs pays ou industriels se sont ainsi lancés dans le développement d'unités d'environ 300-400 MW électriques pour conquérir ce marché. En 2019, un consortium français (CEA, Technicatome, EDF, Naval Group) a initié le projet Nuward™ (puissance de 340 MW électrique), destiné à l'exportation, l'électricité française étant déjà majoritairement décarbonée.



Ci-dessous

Vue de synthèse du projet Nuward™ de SMR.



© Nuward™

Un nucléaire modulable et multifonction

Plus de manœuvrabilité, davantage d'interactions avec les énergies renouvelables : le nucléaire s'adapte et poursuit ses innovations. Dernière en date, la conception de réacteurs d'un genre nouveau, les SMR, qui pourraient bien devenir des couteaux-suisse de l'énergie bas carbone à l'horizon 2050.

En plus de contribuer à maintenir le parc nucléaire actuel au meilleur niveau de sûreté et de performance et à en évaluer au plus près la durée de vie, les experts du CEA planchent sur une approche complètement intégrée du nucléaire et des renouvelables. Les enjeux sont nombreux : coupler les productions aux transformations d'énergie pour limiter les pertes lors du transport, de la distribution et de la conversion ; relocaliser les productions au plus près des besoins en s'intégrant aux réseaux existants ; optimiser les investissements en colocalisant sur un même site des installations industrielles en vue de créer des clusters énergétiques.

Cela passe notamment par un pilotage optimisé du nucléaire pour qu'il puisse s'ajuster de manière accrue aux besoins en énergie et à la production intermittente des énergies renouvelables. Et cela, à la fois au niveau central et local. « Les réacteurs nucléaires verront leur manœuvrabilité augmenter pour répondre rapidement aux variations de production solaire et éolienne. Nous travaillons par exemple sur l'optimisation du combustible utilisé dans les centrales actuelles pour une meilleure réponse », indique Stéphane Sarrade, directeur des programmes énergies de la DES. L'approche intégrée du nucléaire et des

nouvelles technologies de l'énergie est particulièrement au cœur de la conception de systèmes hybrides couplés à de petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) : « La transition énergétique suppose la disponibilité de grandes quantités d'énergie pour produire un hydrogène décarboné utile aux industries, à la mobilité, ainsi que pour fournir la chaleur nécessaire au chauffage urbain et à l'industrie. Les SMR pourraient apporter une solution technique pour fournir localement cette énergie », expose Jean-Michel Ruggieri, chef d'un programme initié sur le sujet à la DES.

Des SMR calogènes ou électrogènes à l'étude

D'une puissance de quelques dizaines à centaines de mégawatts (MW) thermiques¹, ces réacteurs peuvent notamment être couplés à des réseaux de chaleur – un réacteur se comportant comme une énorme bouilloire. « Une étude préliminaire a fait émerger trois utilisations possibles au-delà de la production d'électricité, débouchant sur trois autres concepts : des SMR calogènes pour un usage thermique seul ; d'autres pour la production massive d'hydrogène en les couplant à un électrolyseur haute température (EHT) ; enfin, le couplage de ces réacteurs à des systèmes de conversion d'énergie, en cogénération, pour produire



© PF. Grosjean/CEA

électricité, chaleur et hydrogène », énumère le responsable. Pour permettre une mise en œuvre de ces réacteurs à l'horizon 2050, le CEA a choisi d'étudier une technologie conçue sur la base de celle des réacteurs à eau pressurisée (REP), bien maîtrisée en France.

Des réacteurs couplés à des réseaux de chaleur

Pour répondre aux différents besoins, le CEA va étudier deux types de SMR à eau pressurisée, car la production de chaleur seule ou d'électricité repose sur des régimes de fonctionnement différents en température et pression de vapeur. Les réacteurs en cogénération demandent principalement un travail de recherche sur le système de conversion d'énergie permettant le couplage au réseau de chaleur, aux électrolyseurs, ainsi qu'au réseau électrique. « Il faudra étudier l'impact de ces procédés sur le fonctionnement et la sûreté du réacteur électrogène », prévient Jean-Michel Ruggieri, rappelant que le CEA a déjà réalisé des études sur le couplage de SMR avec des systèmes de chaleur urbaine ou de dessalement d'eau de mer.

D'une puissance thermique de 20 à 10 MW, les réacteurs purement calogènes seront eux plus originaux : pression primaire d'une dizaine de bars au lieu des 150 bars

dans un réacteur électrogène, et température de sortie à moins de 150 °C pour les réseaux de chaleur urbaine. Ces SMR calogènes pourront aussi être couplés pour la production massive d'hydrogène en apportant la chaleur requise par l'EHT, voire de l'électricité qui pourra aussi provenir du réseau ou d'une installation de source renouvelable dédiée (voir l'encadré sur l'hydrogène p. 21).

Des feuilles de route pour une perspective industrielle

Concernant les SMR électrogènes, le CEA est engagé avec ses partenaires industriels dans le projet Nuward™ qui vise un produit commercialisable avant 2030. Pour les autres concepts, il n'est aujourd'hui pas engagé dans la conception mais explore les domaines du possible : « Nous sommes actuellement en phase d'esquisses pour proposer une feuille de route sur 4 à 5 ans. À cette échéance, il faudra disposer de briques technologiques, de systèmes associés pertinents, ainsi que d'un programme de développement cohérent et susceptible d'intéresser les industriels », affirme le chercheur. À ce stade, le concepteur industriel de ces réacteurs n'est pas identifié et les clients finaux possibles sont très variés : fournisseurs d'énergie, acteurs industriels, collectivités territoriales... ●

Quel nucléaire après 2050 ?

« L'État a également demandé au CEA de poursuivre le développement d'une nouvelle génération de réacteurs nucléaires », rappelle Jean-Claude Garnier, chef de programme à la DES. Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) sont en effet capables de valoriser presque sans limite les matières nucléaires issues du retraitement des combustibles nucléaires ; mais leur déploiement industriel n'est pas aujourd'hui envisagé avant la seconde moitié du siècle.

Réacteurs à neutrons rapides

La recherche du CEA se poursuit donc sur les RNR refroidis au sodium (RNR-Na), filière où la France est très avancée. Les besoins de R&D et les verrous scientifiques et technologiques ont été identifiés lors du projet de démonstrateur Astrid conduit de 2010 à 2019. Il s'agit d'améliorer encore la compréhension de la physique pour optimiser la conception, et de poursuivre le développement de certains composants technologiques. Et ce, en continuant la collaboration avec le Japon.

Réacteurs à sels fondus

Le CEA assure par ailleurs une veille technologique et des études d'esquisse sur les réacteurs à sels fondus, concept radicalement différent de ce qui existe aujourd'hui. Potentiellement bien adaptés au recyclage des matières nucléaires, les réacteurs à sels fondus sont présentés par leurs promoteurs (start-up aux États-Unis et au Canada) comme une alternative aux RNR-Na. « Aucun n'a jamais été construit : il s'agit pour l'instant d'études théoriques et de calculs. Le CEA souhaite mener sa propre évaluation », précise Jean-Claude Garnier. ●

Ci-contre

Réglage des vannes d'une installation polyvalente pour des essais sur sodium (recherches sur les réacteurs nucléaires à neutrons rapides).



À chaque territoire son énergie

Le point avec Mehdi Gmar, directeur de CEA Tech en régions, institut qui permet aux entreprises, et aujourd'hui aux territoires, d'avoir accès à toutes les technologies du CEA.

Quelle est la problématique énergétique au niveau local ?

Les territoires ne se ressemblent pas. Leurs besoins (industries, population, climat) et leurs ressources (vent, soleil, biomasse) se déterminent localement et appellent des réponses adaptées. Aux collectivités – métropoles, départements, régions – désormais tenues d'élaborer leur propre plan Énergie, le CEA propose un accompagnement sur-mesure afin de concevoir des « boucles énergétiques locales » s'intégrant dans le système énergétique national.

Comment en êtes-vous venus à parler de transition énergétique avec les régions ?

Le rôle d'expertise du CEA auprès des collectivités est apparu spontanément il y a quelques années. Elle résulte de la mission originale de notre institut, à savoir le transfert des technologies vers les entreprises, en particulier les PME. La proximité avec les élus et les relations de confiance se sont ainsi construites localement sur différents projets. L'énergie étant l'un des cœurs du métier du CEA, connu pour tel, les décideurs politiques se sont naturellement rapprochés de nous sur ce sujet. Depuis la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (LTECV), à laquelle le CEA a notamment contribué, le rôle des collectivités territoriales dans la lutte contre le changement climatique a été renforcé. Cette loi a instauré le plan climat-air-énergie territorial (PCAET) pour que tous les aspects des projets de territoire soient passés au crible d'un filtre « climat-énergie ». Il s'agit de garantir une politique cohérente en la matière. Or, la problématique énergétique est très complexe à mettre en œuvre. Et nous sommes en mesure de les accompagner.

Comment cela se passe-t-il concrètement ?

Une collectivité exprime par exemple une demande : « je veux faire une feuille de route pour l'hydrogène, ou pour les batteries, comment pouvez-vous y contribuer ? ». Nous les mettons alors en relation avec les bonnes personnes en leur proposant nos meilleures compétences. Par exemple, une équipe du CEA-Liten a développé un ensemble d'outils numé-

riques d'aide à la décision multi-énergies et multi-échelles pour les territoires, en fonction du contexte économique, technique et environnemental. Ils permettent d'étudier telle ou telle architecture, d'évaluer différentes options, ici la biomasse, là le photovoltaïque, etc. Nous pouvons identifier les technologies des laboratoires du CEA qui sont transférables et nous pouvons aider les collectivités à définir les feuilles de route possibles et les plus pertinentes. Mais la décision appartient *in fine* au politique.

Le CEA participe également à la construction de pilotes et démonstrateurs...

En effet, en plus des grands projets à Dunkerque et Grenoble (voir encadrés), je peux citer Toulouse où un démonstrateur d'électrolyseur haute température (EHT) pour produire de l'hydrogène à partir d'électricité décarbonée va être lancé. Autre exemple, celui de la région PACA qui, située en bout de réseau, a une alimentation électrique fragile. Elle envisage donc d'exploiter son climat pour développer de vastes fermes solaires et produire ainsi de l'hydrogène qui sera stocké en sous-sol dans des cavités salines naturelles (projet Manosque Hygreen). Les Pays de la Loire ont également une feuille de route hydrogène, pour laquelle nous montons localement une plateforme de « marinisation » des systèmes énergétiques afin de confronter des systèmes de conversion (pile à combustible ou autre) à un environnement agressif, salé, humide, corrosif, avec des fumées particulières. En matière de chauffage urbain, la régie d'électricité de Metz, l'UEM, travaille également avec nous. En résumé, aucune boucle énergétique locale ne ressemblera exactement à une autre, mais le CEA dispose d'expertise sur différentes technologies, de compétences et d'un solide réseau de partenaires industriels pour contribuer à toutes! ●

« Le rôle des collectivités locales a été renforcé en matière d'énergie. »

DUNKERQUE Vent, hydrogène et chaleur

À Dunkerque, le CEA intervient dans deux grands projets énergétiques. Tout d'abord le projet Grhyd, lancé en 2014 pour produire de l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau. « L'électricité proviendra de sources renouvelables intermittentes, en particulier d'un champ d'éoliennes offshore à venir », précise Patrice Tochon, chef de programme à la DES. L'hydrogène ainsi produit est mélangé à du gaz naturel et injecté dans un réseau de distribution local. Une centaine de nouveaux logements devraient être chauffés ainsi dans le quartier de Cappelle-la-Grande. Une autre partie de l'hydrogène, à hauteur de 20 % mélangée à du gaz naturel, forme de l'Hythane® destiné à une flotte de bus municipaux.

Modélisation, simulation et gestion des réseaux

Profitant de l'implantation des grandes industries – en particulier une aciérie – pourvoyeuses de chaleur fatale (chaleur issue de sites industriels et non exploitée localement), Dunkerque a par ailleurs développé un des premiers réseaux de chaleur de France. Le CEA est impliqué dans le projet Chaddi (Chaleur dunkerquoise digitale) qui vise à équiper les réseaux existants, à Dunkerque et Grande-Synthe, de systèmes de pilotage en temps réel prenant en compte les variations de la demande. Le CEA s'appuiera pour cela sur ses compétences en modélisation, simulation et gestion de réseaux complexes. « Nous voulons faire monter les compétences en réseaux de chaleur dans la région. Dans quelques années, la R&D locale sera en mesure de proposer de nouvelles briques technologiques », affirme Mehdi Gmar, directeur de CEA Tech en régions. ●



© Grhyd



© Guillaudin/CEA

↑ Ci-dessus

Batteries de stockage d'énergie produite par solaire photovoltaïque, sur le centre CEA de Grenoble.

↓ Ci-dessous

Démonstrateur de power-to-gas Grhyd (Dunkerque).

GRENOBLE Vers une chaleur totalement verte

« Nous collaborons depuis six ans avec la Compagnie de chauffage de Grenoble », se rappelle Patrice Tochon. La métropole iséroise a en effet installé le deuxième plus important réseau de chaleur urbaine de France. Le système exploite d'une part la chaleur fatale récupérée auprès des industries de la plateforme chimique de Pont-de-Claix, d'autre part des chaufferies utilisant très majoritairement – à hauteur des trois quarts aujourd'hui – des sources renouvelables, le but étant d'arriver à 100 % d'énergies renouvelables en 2033.

Au menu des apports du CEA : un logiciel de pilotage intelligent, à base de modélisation fine, prenant en compte les variations de la demande, le développement et l'intégration du stockage thermique, l'intégration du solaire thermique sur le réseau et l'usage du bois en fin de vie en tant que combustible à la place du bois noble. « Nous réfléchissons aussi au couplage avec les réseaux d'électricité et de gaz, notamment le power-to-heat (électricité vers chaleur) et le power-to-gas (électricité vers gaz) avec des démonstrateurs prévus d'ici 2021 », ajoute Patrice Tochon. ●