

# énergie <sup>Plus</sup>

MAÎTRISER L'ÉNERGIE DURABLEMENT

15 FÉVRIER 2014

520

**13 DOSSIER SPÉCIAL**

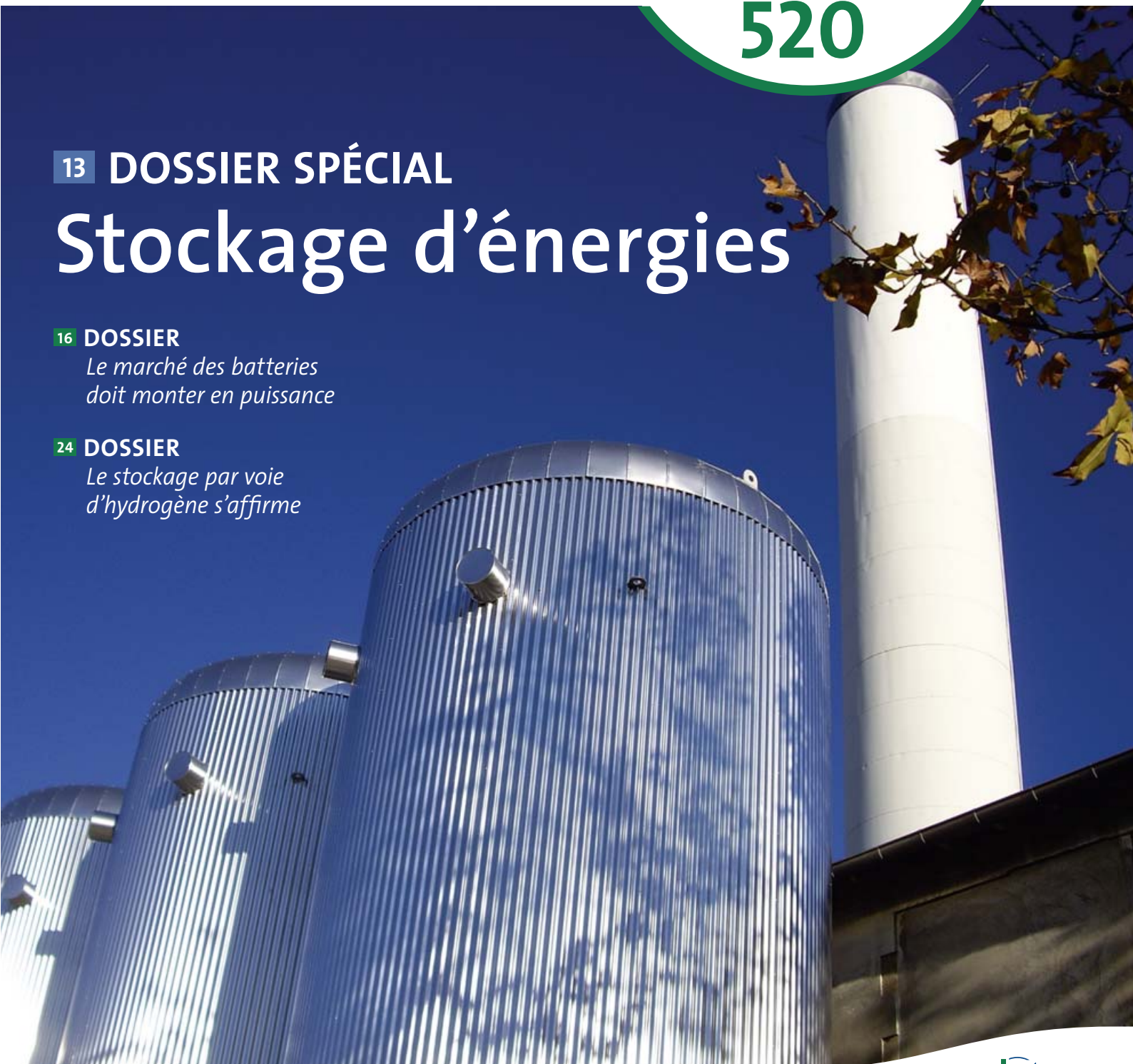
## Stockage d'énergies

**16 DOSSIER**

*Le marché des batteries  
doit monter en puissance*

**24 DOSSIER**

*Le stockage par voie  
d'hydrogène s'affirme*



**Rédaction**

- Tél : 01 46 56 35 44
- Fax : 01 49 85 06 27
- E-mail : energieplus@atee.fr

• Directeur de la publication :  
Marc Hiégel

• Rédacteur en chef :  
Stéphane Signoret (35 42)

• Rédactrices :  
Christelle Deschaseaux (35 43)  
Pauline Petitot (35 44)

• Ont participé à ce numéro :  
Clément Cygler  
Mathieu Dejeu  
Audrey De Santis  
Olivier Mary

• Secrétaire de rédaction :  
Pauline Petitot (35 44)

• Diffusion-abonnements :  
Jacqueline Préville (35 40)

• Photo en couverture :  
Ballons de stockage de chaleur  
CHU de Montpellier  
© Jean-Paul Girard/Dalkia

**Publicité**

Eureka Industries

• Chef de publicité :  
Olivier Taulier  
Tél : 01 43 97 48 71  
Fax : 01 42 83 94 71  
otaulier@eurekaindus.fr

**Abonnement**

20 numéros par an  
• Tél : 01 46 56 35 40  
• France : 140 €  
• Étranger : 153 €



© ATEE 2014

Membre du Centre français  
d'exploitation du droit de copie  
www.cfcopies.com

Tous droits de reproduction réservés.  
Les opinions exprimées par les auteurs dans les  
articles n'engagent pas la responsabilité de la revue.



(Association régie par la loi 1901)  
Représentant légal : Marc Hiégel

Conception graphique :  
Olivier Guin - olivier.guin@free.fr



Imprimerie CHIRAT  
744 route de Ste-Colombe  
42540 St-Just-la-Pendue  
Tél : 01 44 32 05 53  
www.imp-chirat.fr

Dépot légal à parution.  
Commission paritaire n° 0516 G 83107



# Paquet énergie-climat 2030, un renoncement ?

Stéphane Signoret, rédacteur en chef

Pour dépasser le Paquet énergie-climat existant – les fameux “3x20” en 2020 – le commissaire José Manuel Barroso a proposé, le 22 janvier dernier, de nouveaux objectifs à l’horizon 2030<sup>(1)</sup>. Quels sont-ils ? Tout d’abord, la Commission suggère d’avoir un objectif contraignant de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990. Si beaucoup d’énergéticiens, notamment pro-nucléaires, s’en sont félicités, ce n’est pas le cas de tout le monde. Attac a dénoncé une «*contre-révolution énergétique*» en rappelant que pour atteindre 80 % à 95 % de réduction en 2050, et donc limiter le réchauffement climatique à +2°C, il est nécessaire d’aller plus vite. Sur la même longueur d’onde, le Réseau action climat France indique que c’est un objectif de -55 % qu’il aurait fallu viser... et s’indigne que «*la France [ait] œuvré en coulisse contre des objectifs nationaux contraignants de développement des EnR*». Car simultanément, la Commission propose de porter à 27 % la part des EnR dans le bouquet énergétique total européen sans que cet objectif ne soit décliné dans chaque État membre. Alors que nous ne sommes même pas sûrs de remplir l’objectif 2020<sup>(2)</sup>, le Syndicat des EnR note que ce choix déresponsabiliserait les États, hypothéquant encore plus les résultats. France énergie éolienne, de même, estime que «*la notion de contrainte est essentielle*» et que ces 27 % «*montrent une régression de l’ambition européenne*». Enfin, concernant l’efficacité énergétique, silence radio. La Commission se borne à signaler qu’il faudrait arriver à des gains de 25 %. Rien de précis, ni de contraignant : elle attendra l’évaluation de la mise en œuvre de la directive pour se prononcer ! Logique, en un sens, mais décevant.

À ces trois propositions, la Commission ajoute une réforme du système de quotas carbone (ETS) avec la création d’une réserve annuelle de quotas. Ainsi, certaines quantités de quotas seraient ajoutées ou retirées du marché selon les volumes en circulation. Une analyse de la Chaire économie du climat<sup>(3)</sup> montre que ce système, s’il conduirait bien à une hausse du prix du carbone à partir de 2021, présenterait un risque d’instabilité faute de gouvernance par une autorité indépendante. On le voit, ce Paquet va faire fortement débat lorsqu’il va être mis à la discussion au Conseil européen des 20 et 21 mars.

(1) Consultables sur [http://ec.europa.eu/energy/2030\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/energy/2030_fr.htm)

(2) Selon le SER, la France atteindra 17% d’EnR alors qu’elle devait arriver à 23 %

(3) Voir Policy Brief n°1 sur [www.chaireeconomieduclimat.org](http://www.chaireeconomieduclimat.org)

## Infos pros

- 4 Les nominations. Les formations. À lire
- 5 Il l'a dit : Christophe de Maistre, président de Siemens France  
Agenda

## Actualités

- 6 En bref
- 8 Les prix des énergies
- 9 Les produits nouveaux
- 10 **Micro-cogénération** : un grand bond en avant ?

## Dossier spécial

### Stockage d'énergies



- 12 En bref
- 13 **Stockage d'énergies** : l'analyse du potentiel continue

- 15 **Entretien avec Alain Dollet**, directeur adjoint scientifique au CNRS
- 16 Le marché des batteries doit monter en puissance



- 18 Nice Grid bénéficie d'un stockage sur-mesure

- 19 **FlyProd** : stocker par volant d'inertie
- 20 **Chaleur** : le stockage, naturellement, ou presque
- 22 Des recherches et un prototype pour parvenir au CAES adiabatique



- 24 Le stockage par voie d'hydrogène s'affirme

- 26 **Production et stockage d'hydrogène solide** : une première à l'échelle industrielle

## Industrie

- 27 **Tribune** : où vont les grands énergéticiens français ?

## Répertoire des fournisseurs

30

### ENTREPRISES ET ACTEURS PUBLICS CITÉS DANS CE NUMÉRO

ABB	9	CEA	14, 22	ECHY	9	LG CHEM	12	SAINT-GOBAIN	22
ADEME	6, 16	CHAIRE ÉCONOMIE DU CLIMAT	2	EDF EN	4	MCPHY ENERGY	4, 12, 15, 24, 26	SCHNEIDER ELECTRIC	11
AFHYPAC	12	CLEAN HORIZON	14	EDF	14, 15, 16, 19, 27	MINES PARIS TECH	18, 22	SER	2, 4
AFPC	5	CLIMESPACE	20	ENERGA	4	NORTHLAND POWER	14	SIEMENS	5, 12
AKUO ENERGY	5, 12	CLUB STOCKAGE	14	ENERTRAG	26	OPECST	24	SOLVAY	4
ALPHEA HYDROGÈNE	25	CNRS	15	ENPHASE ENERGY	9	PANASONIC	9, 17	SONY	17
ALSTOM	12, 18	COFELY	20, 21, 28	ERDF	4, 14, 18	PIEL	26	SOUFFLET	21
AREVA	4	COGEN EUROPE	10	FORSEE POWER	17	PSP INVESTMENT	12	SPIE	4
ASSOCIATION HQE	4	COMMISSION EUROPÉENNE	2, 14	FRANCE ÉNERGIE ÉOLIENNE	2	QUALIT'ENR	6	TECHNIDEAL	12
ATEE	10, 11, 13, 16	COMMUNAUTÉ URBAINE		FRANCEÉOLE	5	RBZ	11	THEMIS	15
ATLANTIC	4	DE DUNKERQUE	6	GDF SUEZ	6, 10	RÉGION RHÔNE-ALPES	28	TOSHIBA	17
ATTAC	2	CONSEIL EUROPÉEN	2	GLOBAL BIOÉNERGIES	4	RÉSEAU ACTION		TRIFYL	13
AUDI	5	COREX SOLAR	12	GRAND LYON	4	CLIMAT FRANCE	2	UFE	14
BAXI	11	CRIGEN	11, 22	GREENFLEX	4	ROCKWELL AUTOMATION	4	VADXX ENERGY	4
BECITIZEN	4	DALKIA	20, 21, 28	GRTGAZ	7, 24, 25	ROLLIX	5	VAILLANT	11
BLUE SOLUTION	16	DGCIS	16	HEXIS	11	RS2E	15	VICTRON	9
BOSCH	11	DGEC	11	IDEX	21	RTE	7, 18	VILLE D'AMSTERDAM	5
CARBON TRUST	14	DIRECT ÉNERGIE	27	INGETEAM	12	SAFT	12, 18		
CDC INFRASTRUCTURE	4	E.ON	24, 25	LEVISYS	19	SAGEMCOM	4		

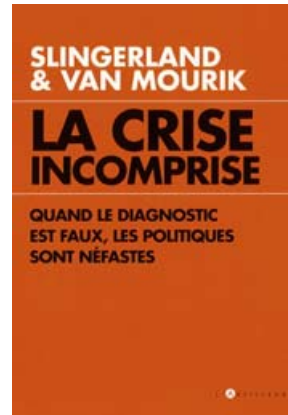
## Nominations

- ▶ **Michèle Cyna** a été élue à la présidence de la commission géothermie du SER.
- ▶ **Philippe Monloubou** a été nommé président du directoire d'ERDF.
- ▶ SPIE Sud-Est a annoncé deux nominations : celle de **Daniel Demode** au poste de directeur opérationnel systèmes d'information et infrastructures transport, et celle de **Thierry Courant** en tant que directeur du développement commercial.
- ▶ **Gilles Brazey** est nommé directeur général délégué France de SPIE.
- ▶ **Vincent Magnon** a été nommé directeur général de SPIE Communications.
- ▶ **Leopold Demiddeleer** a été nommé président du conseil de surveillance de McPhy Energy.
- ▶ EDF Énergies nouvelles a nommé **Carmelo Scalone** à la direction des affaires nouvelles.
- ▶ **Gilles Mola** est nommé directeur commercial de l'activité chauffage électrique et chauffe-eau de la marque Atlantic.

## À lire

### La crise incomprise

Oskar Slingerland et Maarten Van Mourik, janvier 2014, Ed. L'Artilleur/Toucan, 176 pages, 14,90 €



Les livres sur le pétrole sont pléthores et les analyses ne manquent pas sur les réserves prouvées, probables ou possibles d'énergies fossiles dans le sous-sol de la Terre. Ces deux auteurs néerlandais spécialistes des marchés pétroliers y vont aussi de leur couplet avec un refrain plus fort que ce qu'on entend d'habitude : ils soutiennent que la crise financière et économique depuis 2008 est presque uniquement due à la tension entre l'offre et la demande d'or noir. Certes les marchés financiers ont des torts, mais l'insuffisance de la capacité de production par rapport aux besoins mondiaux conduit inexorablement à une hausse du prix du pétrole – sans qu'il y ait de spéculation – impactant ainsi tous les secteurs (transport, agriculture, chimie, etc.). Dès 2005-2006, leur prévision d'un

baril à 100 \$ avait peu été entendue mais c'est bien ce qui est arrivé ! À raison de 33 milliards de barils consommés par an, c'est aujourd'hui un poids de 3 000 Md\$ qui pèse sur l'économie mondiale. Les auteurs reviennent avec précision sur leur analyse et expliquent à l'occasion les principes de l'offre et de la demande, l'exploration et la production, les impacts du prix du pétrole, l'histoire des crises pétrolières. Il manque juste à ce tableau un examen des politiques donnant un prix au carbone émis dans l'atmosphère. Pour eux, l'avenir est assez sombre. L'exploitation des pétroles de schiste ne changera rien au phénomène. Et le recours à l'efficacité énergétique, la «*seule façon de faire croître l'économie*» en compensant «*la diminution de la productivité du travail et la hausse du coût de l'énergie*», est une solution de très longue haleine «*qui mettra longtemps avant de produire des effets*». La croissance va donc stagner et l'injection de monnaie par les gouvernements est un pis-aller. Leur analyse de style libéral les conduit finalement à privilégier la liberté des marchés pour laisser les gens réagir à une forte hausse des prix du pétrole. On peut ne pas être d'accord avec cette conclusion mais le livre vaut vraiment le détour pour la mise en perspective de 150 ans de production et de consommation de plus en plus intenses du pétrole.

## Formations

### 26 MARS – PARIS

- ▶ Formation organisée par l'institut négaWatt et dispensée par Olivier Sidler (Enertech) sur la «**rénovation à très faible consommation d'énergie des bâtiments existants**». Cette session permettra aux professionnels du secteur de connaître les techniques spécifiques à la rénovation et leur mise en œuvre, de maîtriser les stratégies de rénovation et d'éviter les pièges.  
Renseignements : [www.negawatt.org](http://www.negawatt.org)

### 31 MARS/1<sup>ER</sup> AVRIL – PARIS

- ▶ Formation proposée par Futuribles sur le thème «**Futurs de villes : vers quels modèles urbains allons-nous ?**». La formation vise à fournir aux acteurs impliqués dans la production du cadre urbain des clés de lecture pour comprendre les principales lignes de force de cette mutation.  
Renseignements : [www.futuribles.com](http://www.futuribles.com)

## TELEX

/// Le Groupe **GREENFLEX** a acquis BeCitizen, opération réalisée à 86% par échange d'actions et qui monte à plus de 100 collaborateurs l'effectif du groupe. /// **CDC** de Butendiek en Allemagne et détient désormais indirectement 7,5% du capital de la société de projet. /// Dès sa première assemblée générale en janvier, l'Association sommet franco-néerlandais organisé fin janvier sur le thème «*Ville intelligente et enjeux urbains*», une lettre d'intention a été signée entre la vice-présidente du **GRAND** d'initier des projets d'expérimentation pour la ville de demain. /// **ROCKWELL AUTOMATION** a remporté un contrat de 15 millions de dollars US de Vadxx Energy portant plastiques en énergie brute synthétique à l'échelle commerciale. /// L'association **HQE** met à disposition des professionnels de la construction un protocole opérationnel /// **SAGEMCOM** a signé un accord avec Energa pour 450 000 compteurs intelligents et concentrateurs de données Prime PLC. /// **GLOBAL BIOÉNERGIES** a signé fin janvier une haute performance dérivé de son isobutène sans pétrole. /// **SOLVAY** et **AREVA** ont conclu un accord destiné à valoriser le thorium, élément présent de façon abondante construction des deux phases de 100 MW chacune du projet éolien de Rocksprings aux États-Unis.

## Il l'a dit



**Christophe de Maistre,**  
président de Siemens France

# «Pour gagner, il faut chasser en meute»

*Alors qu'il réunissait 150 de ses fournisseurs clés – des PMI, PME et ETI françaises – le président de Siemens France a rappelé l'importance de ces partenaires stratégiques pour répondre collectivement aux enjeux de coopération, d'innovation et d'excellence industrielle. Et aussi pour œuvrer à la transition énergétique.*

« Notre société est plus que centenaire et elle a une forte volonté de ré-industrialisation de la France. Mais elle ne le fera pas seule. Pour gagner, il faut chasser en meute, spécialement quand on parle de haute technologie, d'innovation et d'export. C'est pourquoi lors de ce Forum des partenaires stratégiques, nous avons tenu à réitérer notre engagement auprès de nos fournisseurs clés et envisager ensemble comment être plus performants. On croit avec nos partenaires, d'où l'intérêt de les voir se développer. Sur nos 9 000 fournisseurs référencés, dont 54 % de PME, environ 1 000 sont en relations d'affaires avec d'autres filiales de Siemens dans le monde. C'est ainsi que des entreprises participent à nos projets dans les énergies renouvelables comme Rollix, basée en Vendée, qui fabrique les couronnes d'entraînement des pales d'éolienne offshore d'un parc anglais, ou bien FranceEole, située à Dijon, dont les mâts en acier sont prévus pour des éoliennes terrestres.

Aujourd'hui, Siemens France est présent sur le territoire français avec 9 centres de R&D et 7 sites industriels. Notre chiffre d'affaires de 2,1 milliards d'euros en 2013 est un peu en baisse par rapport à 2012 (-8 %) mais largement compensé par des entrées de commandes en augmentation de 18 %, à 2,3 Md€. 31 % de notre chiffre d'affaires se fait à l'export, dont 30 % en Allemagne et encore 30 % dans le reste de l'Europe. L'énergie est un de nos quatre secteurs principaux. Dans le renouvelable, nous sommes très présents sur le marché éolien. Mais nous œuvrons aussi à la construction de cycles combinés gaz, comme à Toul où la centrale a été mise en service il y a six mois, ainsi que dans les systèmes de transport et distribution d'électricité, par exemple en courant continu. Dans le cadre de la transition énergétique, Siemens France travaille aussi à des projets d'hydroliennes et de stockage de l'hydrogène. Notre accompagnement de la transition passe également par les questions de mobilité dans les villes. Nous disposons de solutions de transport urbain innovantes, comme le métro automatique léger que nous installerons à Rennes.»

© D.R.

**INFRASTRUCTURE** a acquis auprès du fonds européen Marguerite une participation dans la ferme éolienne offshore française des pôles de compétitivité (AFPC) a réuni 51 pôles, parmi lesquels les 18 pôles fondateurs. /// Au cours du **LYON** et la maire-adjointe d'**AMSTERDAM** pour formaliser la volonté des deux villes de resserrer leur coopération et sur la réalisation, l'approvisionnement, la construction et la gestion de sa première usine de transformation de déchets pour mesurer la qualité de l'air intérieur des bâtiments neufs ou rénovés à réception, disponible sur [www.assohqe.org](http://www.assohqe.org). partenariat stratégique avec le constructeur automobile Audi qui a choisi la start-up pour développer un biocarburant dans la croûte terrestre en association avec des terres rares ou de l'uranium. /// **AKUO ENERGY** a lancé fin décembre la

## Agenda

### 13/16 MARS – SAINT-ETIENNE

→ **Salon Bois-énergie 2014**, dédié à la filière complète du bois-énergie et événement précurseur pour le chauffage au bois.  
[www.boisenergie.com](http://www.boisenergie.com)

### 14 MARS – PARIS

→ **Prix de l'énergie 2014**, rencontres des acheteurs et vendeurs d'énergie.  
[www.premiercercle.com/pnr2014](http://www.premiercercle.com/pnr2014)

### 19/21 MARS – PARIS

→ **Écobat 2014**, 11<sup>e</sup> édition, rendez-vous du bâtiment et de la ville durables, avec un Congrès Sciences et techniques sur fond de R&D et de performance énergétique.  
[www.salon-ecobat.com](http://www.salon-ecobat.com)

### 25/26 MARS – MÜNSTER

→ **International battery conference**, au cours de laquelle 160 présentations vous informeront des dernières tendances dans le secteur des batteries.  
[www.uni-muenster.de](http://www.uni-muenster.de)

### 25/27 MARS – MONACO

→ **Ever Monaco 2014**, forum et conférences internationales sur les énergies renouvelables et les véhicules écologiques.  
[www.ever-monaco.com](http://www.ever-monaco.com)

### 8/10 AVRIL – PARIS

→ **Innovative Building Expo**, salon professionnel des solutions, produits et services pour le bâtiment performant.  
[www.innovative-building.fr](http://www.innovative-building.fr)

### 9/11 AVRIL – ATHÈNES

→ **Industrial Technologies 2014**, conférences et ateliers autour des nanotechnologies, biotechnologies et nouvelles technologies de production.  
[www.industrialtechnologies2014.eu/](http://www.industrialtechnologies2014.eu/)

### 9/10 AVRIL – CHERBOURG

→ **Thetis EMR**, Convention internationale des énergies marines renouvelables, réunit pendant 2 jours les acteurs des EMR autour d'espaces de conférences, d'expositions et de rencontres d'affaires.  
[www.thetis-emr.com](http://www.thetis-emr.com)

### 10/11 AVRIL – PARIS

→ **Journées de la Géothermie** : le congrès international Deep geothermal days se tiendra pour la première fois aux mêmes dates et lieu que les JDLG.  
[www.journeesgeothermie.com](http://www.journeesgeothermie.com)

## En attendant 2014, Qualit'EnR dresse son bilan 2013

«L'année 2013 n'a pas été facile, mais on s'en sort mieux que la filière du bâtiment. Qualit'EnR fonctionne bien : les comptes sont bons, et le secteur des formations reste dynamique.» André Joffre, président de Qualit'EnR, se veut rassurant à l'annonce des résultats 2013 de l'association. En effet, si le bilan demeure correct, les progrès sont plus lents que prévu, à l'image d'un secteur ballotté entre l'évolution de la demande du public et l'émergence de nouvelles réglementations. Le nombre de demandes de qualifications reste stable, autour de 15 000. Toutefois, la répartition des parts de marché change : la marque Quali'Bois est en pleine croissance. Elle représente 35 % des 9 000 certifications délivrées en 2013, contre 21 % en 2012. Quali'PAC, pour les pompes à chaleur, se maintient à 18 %. Quant aux deux labels destinés aux énergies solaires, Quali'Sol et Quali'PV, ils reculent respectivement de 6 et 8 %. Les formations confirment cette tendance. Celles dédiées au solaire thermique ont accueilli 601 apprentis, une centaine de moins que l'année précédente. Les panneaux photovoltaïques enregistrent une légère hausse de 14 %, soit 1 073 recrues. En revanche, 4 898 professionnels ont suivi un cycle consacré aux chaudières à bois, une progression

de 55 % par rapport à 2012. De même, les pompes à chaleur affichent une augmentation de 72 %, avec 1 912 stagiaires. Au total, les structures agréées par Qualit'EnR ont formé 8 500 individus en 2013. C'est au niveau des audits que le bas blesse : seulement 503, contre 1 320 en 2012. La faute en incombe à la future mention "Reconnu garant de l'environnement". À partir de juillet 2014, seules les entreprises titulaires de cette appellation pourront réaliser des travaux financés par un éco-prêt ou un crédit d'impôt développement durable. Elle est accordée directement aux firmes déjà titulaires d'une qualification Qualit'EnR. Mais uniquement si elles sont auditées dans les 24 mois qui suivent cette qualification. Certaines ont donc retardé l'échéance, afin de se conformer à la future obligation. L'activité devrait repartir de plus belle en 2014 et 2015 dans cette branche.

## De l'hydrogène injecté dans le réseau de gaz de Dunkerque

Le démonstrateur GRHYD, premier projet à avoir été accepté suite à l'AMI dédié à l'hydrogène et aux piles à combustibles publié par l'Ademe en 2011, a été lancé officiellement fin janvier aux Assises de l'Énergie, afin de tester la pertinence technique et économique de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel et la production de carburant Hythane®. Il est porté par un consortium coordonné par GDF Suez, impliquant des équipementiers (Areva, CETH2, McPhy Energy), des structures publiques (CEA et Ineris), un centre technique (Cetiat), un exploitant de réseau de transport urbain (STDE) et la communauté urbaine de Dunkerque. L'hydrogène sera injecté dans le réseau de gaz pour satisfaire les besoins de chaleur des 200 logements prévus dans le nouveau quartier dunkerquois de la zone d'aménagement concerté de Capelle-la-Grande, et le carburant Hythane® alimentera une cinquantaine de bus de la flotte de transports en commun de l'agglomération. Le démonstrateur GRHYD est financé à hauteur de 4,5 millions par les Investissements d'avenir, sur un budget global de 15,3 millions d'euros.



## Le réseau de gaz en mutation

Le 17 janvier dernier, GRTgaz a présenté le bilan du réseau de gaz pour l'année 2013. En raison d'un climat globalement plus froid qu'en 2012 notamment au premier semestre, la consommation totale de gaz augmente de 1,4 % en 2013 pour atteindre 467 TWh. La consommation des distributions publiques confirme cette tendance en affichant une hausse de 3,6 % à 310 TWh alors qu'en appliquant une correction climatique, elle chute de 1,9 % à 287 TWh. «*Les progrès en termes d'efficacité énergétique commencent à se faire sentir et l'année 2013 compte une journée de moins que l'année 2012*», explique Thierry Trouvé, directeur général du gestionnaire du réseau de transport de gaz. Pour les clients industriels, pas de correction climatique mais une consommation totale en baisse (-2,4 %) comme les deux années précédentes. Elle s'établit donc à 157 TWh. La production d'électricité (CCG et cogénérations) qui représente moins de 30 TWh, est la principale responsable de ce recul puisqu'elle s'effondre de 50 % depuis fin 2011 en raison de l'abondance des EnR et de la situation compliquée des cogénérations. Les consommations des industriels (hors production d'électricité) sont en revanche en hausse de 2 % à 127 TWh avec une grande disparité selon les secteurs industriels. En effet, la chimie-raffinage et le verre progressent nettement tandis que le papier et l'automobile-pneumatique sont en baisse. Le gestionnaire du réseau constate une stabilité des quantités transportées en 2013 (-0,1 %) qui cache des tendances de fond très différentes. L'hiver a commencé avec des stocks de gaz très bas et malgré un épisode tendu fin novembre, la douceur du climat a permis de remédier légèrement à cette situation. «*Il en faut peu pour que la situation se tende à nouveau, nous restons très vigilants*», souligne Thierry Trouvé. Autre constat, la baisse drastique des entrées GNL (-19 %) qui n'est pas spécifique à la France mais s'explique par des prix asiatiques plus élevés qui attirent la majeure partie des bateaux. Pour compenser cette tendance, les entrées terrestres ont bondi de 5 % et le réseau est désormais utilisé de façon très différente. Le gaz sous forme gazeuse arrive par le nord de la France et il y a une forte demande de l'Espagne qui, elle aussi peine à attirer le GNL dans ses terminaux méthaniers. La tension entre les zones du nord et du sud a donc été à son comble avec un taux moyen d'utilisation de la liaison de 93 % contre 89 % en 2012 et 67 % en 2011. Par ailleurs, le nombre de jours d'utilisation maximale de cette liaison a atteint un record à 207 contre 103 jours en 2012. Une raison de plus de faire aboutir le travail sur la fusion de ces deux zones.

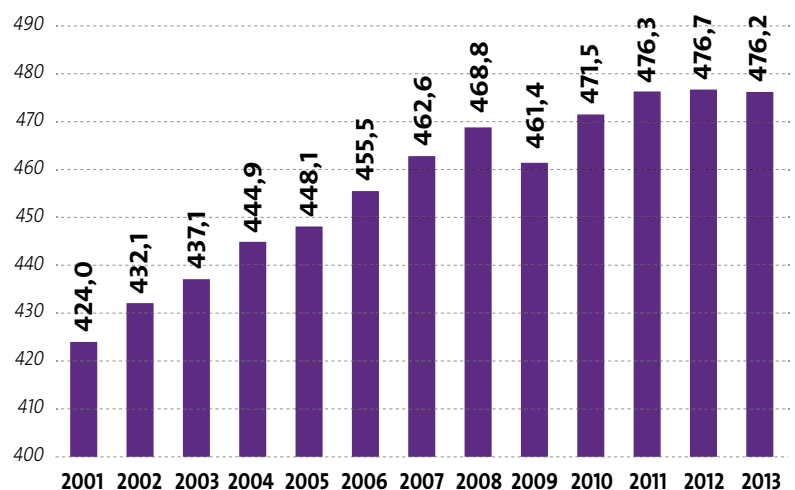
## La consommation électrique française se stabilise

En 2013, la consommation électrique brute française est restée stable pour la troisième année consécutive. De plus, la consommation des particuliers, des professionnels et des PME/PMI s'est stabilisée également après plusieurs années de hausse. En effet, selon le bilan électrique RTE présenté le 23 janvier, la consommation française annuelle d'énergie électrique n'a augmenté que de 1,1 % par rapport à 2012, essentiellement à cause d'un froid plus présent, et persiste autour d'une valeur de 480 TWh par an. La consommation électrique des particuliers, des professionnels et des PME/PMI n'a enregistré qu'une très légère hausse de 0,3 %, tandis que celle du secteur industriel continue de baisser, cette année de -2,5 % par rapport à 2012. À noter également que la thermosensibilité s'est accentuée, passant de 2 300 MW par C° à 2 400 MW par C° en une année. Les niveaux élevés de consommation d'électricité à la pointe du soir en hiver restent préoccupants selon le gestionnaire de réseau. La production électrique de son côté a atteint 550,9 TWh, en hausse de 1,7 % par rapport à 2012. La part des énergies renouvelables (hydraulique inclus) est à l'honneur : elle représente 20,7 % de la consommation française en 2013, soit le plus haut niveau observé depuis six ans. La production hydraulique a été particulièrement élevée (75,7 TWh, contre 50,3 et 63,8 TWh en 2011 et 2012) en raison des pluies importantes sur l'année. Hors hydraulique, la production issue des EnR a crû de 8,1 % et dépasse désormais les 25 TWh. Toutefois, au sein de la filière thermique, la production des centrales à charbon a augmenté de 14 %, conséquence d'un effet des prix sur le marché des matières premières. Enfin, les exportations de la France sont en hausse de 6,8 % par rapport à l'année précédente (47,2 TWh), ce qui en fait le pays le plus exportateur d'électricité d'Europe. Le solde n'est importateur qu'avec l'Allemagne, à hauteur de 9,8 TWh car l'électricité y est moins chère : la moyenne des prix SPOT germaniques est en effet moins élevée grâce à sa production issue des EnR.

► Pour en savoir plus : [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

### ► La consommation française d'électricité tend à se stabiliser

Consommation corrigée en TWh (hors soutirage du secteur énergie)



Prix rendu € / unité    Prix moyen c€/kWh PCI    Variation % mois / année

**MAISON INDIVIDUELLE (TTC)**

<b>Charbon</b> (tonnes)					
<b>Gaz Naturel</b> (kWh PCS)	0,069 €	7,69c€	0,7%	-1,0%	
<b>Fuel Domestique</b> (hectolitres)	90,38 €	9,08c€	-0,5%	-6,1%	
<b>Propane</b> (tonnes)	2 044,00 €	15,98c€	4,1%	1,5%	
<b>Electricité</b> (kWh)					
a) Option heures creuses (HC)	0,144 €	14,40c€	2,8%	7,8%	
b) Option TEMPO	0,122 €	12,21c€	3,1%	8,1%	
c) Prix marginal HC	0,105 €	10,51c€	3,9%	8,7%	

- CH: anthracine 20 d'Agglonord, 1 à 2 t par sacs de 50 kg - PCI: 8800 kWh/t
- GN: tarif B1 niveau 1, 18000 kWh PCS/an, 3 usages (chauffage, ECS, cuisine) - PCI: 0,9 kWh/kWh PCS
- FOD: 17 hl/an (chauffage, ECS), par 10 hl - PCI: 995 kWh/hl
- PR: 1500 kg/an (3 usages), par 700 kg, citerne 1000 kg consignée PCI: 12790 kWh/t
- EL: tarif bleu 12 kVA  
a) Option HC: 12000 kWh/an dont 5500 en HC  
b) Option EJP: 11000 kWh/an dont 120 en pointe mobile  
c) Marginal HC: pour chauffe-eau à accumulation (chauffage non électrique)

**TERTIAIRE (TTC)**

<b>Charbon</b> (tonnes)					
<b>Gaz Naturel</b> (kWh PCS)	0,060 €	6,69c€	0,7%	-2,5%	
<b>Fuel Domestique</b> (hectolitres)	88,86 €	8,93c€	-0,5%	-6,2%	
<b>Propane</b> (tonnes)					
<b>Electricité</b> (kWh)					
a) Option Base 2500 h	0,112 €	11,17c€	3,6%	3,0%	
b) Option EJP	0,091 €	9,08c€	4,4%	9,2%	
c) Prix marginal	0,054 €	5,39c€	7,5%	15,2%	

- CH: flambant gras A des HBL calibre 6/10, 150 t/an, vrac par camions de 25 t - PCI: 8430 kWh/t
- GN: tarif B2S, niveau 1, 1,2 GWh/an, 85% hiver / 15% été - PCI: idem
- FOD: 1200 hl/an, 85% hiver / 15% été, par 100 hl - PCI: idem
- PR: 80 t/an, par 10 t - PCI: idem
- EL: M.T. 15/20 kV, 1,5 GWh/an, 600 kW sur 2500 heures  
a) Option base: répartition horaire type  
b) Option EJP: effacement pointe 100%, répartition horaire type  
c) Prix marginal: cas d'une fourniture supplémentaire en HC été

**PETITE INDUSTRIE (HORS TVA)**

<b>Charbon</b> (tonnes)					
<b>Gaz Naturel</b> (kWh PCS)	0,046 €	5,09c€	0,4%	-3,1%	
<b>Fuel Domestique</b> (hectolitres)	74,05 €	7,44c€	-0,8%	-6,5%	
<b>Fuel Lourd</b> (tonnes)					
a) Soufre > 2%					
b) Soufre de 1 à 2%					
c) Soufre < 1%	525,52 €	4,69c€	-1,9%	-9,5%	
<b>Propane</b> (tonnes)					
<b>Butane</b> (tonnes)					
<b>Electricité</b> (kWh)					
a) Option Base 4000 h	0,083 €	8,30c€	3,7%	2,2%	
b) Option Base 1600 h	0,115 €	11,49c€	2,7%	4,4%	
c) Option EJP	0,074 €	7,41c€	4,2%	9,5%	

- CH: flambant gras A des HBL calibre 6/10, 150 t/an, vrac par camions de 25 t - PCI: 8430 kWh/t
- GN: tarif B2S, niveau 1, 1,3 GWh/an, fourniture ferme, 55% hiver / 45% été - PCI: idem
- FOD: 1200 hl/an, par camions de 10 m³ - PCI: idem
- FL: 100 t/an, par camions de 25 t  
a) HTS: soufre de 2 à 4%  
b) BTS: soufre de 1 à 2%  
c) TBTS: soufre de 0,55 à 1%  
PCI: 10940 kWh/t (ordinaire); 11200 kWh/t (BTS et TBTS)
- PR & BU: 80 t/an, par 10 t - PCI: 12790 kWh/t (PR) et 12670 kWh/t (BU)
- EL: M.T. 15 kV, tarif vert A5, 1 GWh/an  
a et b) Option base: 2 hypothèses:  
1) 250 kW, 4000 h/an  
2) 660 kW, 1600 h/an  
c) Option EJP (effacement pointe 80%)

**MOYENNE INDUSTRIE (HORS TVA)**

<b>Charbon</b> (tonnes)					
<b>Gaz Naturel</b> (kWh PCS)	0,040 €	4,42c€	1,1%	-3,8%	
<b>Fuel Domestique</b> (hectolitres)					
<b>Fuel Lourd</b> (tonnes)					
a) Soufre > 2%					
b) Soufre de 1 à 2%					
c) Soufre < 1%	524,00 €	4,68c€	-1,9%	-9,5%	
<b>Propane</b> (tonnes)					
<b>Butane</b> (tonnes)					
<b>Electricité</b> (kWh)					
a) Base	0,079 €	7,88c€	4,0%	3,5%	
b) EJP	0,071 €	7,09c€	4,4%	10,6%	

- CH: flambant gras A des HBL calibre 0/6, 1500 t/an, vrac par camions de 25 t - PCI: 7750 kWh/t
- GN: tarif TEP, niveau 1B, 13 GWh PCS/an, fourniture ferme, 45% hiver / 55% été, 200 jours/an au débit journalier souscrit; facteur de pointe: 1,75; contrat avec engagement d'un minimum d'enlèvements
- FOD: 3000 hl/an (fourniture partielle), par camions de 27 m³ - PCI: idem
- FL: 1000 t/an, par camions de 25 t - PCI: idem  
a) HTS: soufre de 2 à 4%  
b) BTS: soufre de 1 à 2%  
c) TBTS: soufre de 0,55 à 1%
- PR & BU: 200 t/an (fourniture partielle), par camions de plus de 20 t - PCI: idem
- EL: M.T. 15/20 kV, tarif vert A8, 10 GWh/an, 2000kW, 5000 heures/an, répartition horaire type

**GRANDE INDUSTRIE (HORS TVA)**

<b>Charbon</b> (tonnes)					
<b>Gaz Naturel</b> (kWh PCS)	0,035 €	3,92c€	1,2%	-6,0%	
<b>Fuel Domestique</b> (hectolitres)					
<b>Fuel Lourd</b> (tonnes)					
a) Soufre > 2%					
b) Soufre de 1 à 2%					
c) Soufre < 1%	524,00 €	4,68c€	-1,9%	-9,5%	
<b>Propane</b> (tonnes)					
<b>Butane</b> (tonnes)					
<b>Electricité</b> (kWh)					
a) Base	0,073 €	7,28c€	4,3%	7,5%	
b) EJP	0,064 €	6,41c€	4,9%	7,6%	

- CH: flambant, fines lavées, 16000 t/an, par trains complets de 1200/1300 t 1er prix: calibre 0/20 - PCI: 7150 kWh/t  
2e prix: calibre 0/6 - PCI: 7750 kWh/t
- GN: tarif STS, 130 GWh/an, fourniture ferme, 45% hiver / 55% été, 300 jours par an au débit journalier souscrit - PCI: idem
- FOD: 3000 hl/an (fourniture partielle), par camions de 27 m³ - PCI: idem
- FL: 10000 t/an, par trains complets ex-Basse Seine - PCI: idem  
a) HTS: soufre de 2 à 4%  
b) BTS: soufre de 1 à 2%  
c) TBTS: soufre de 0,55 à 1%
- PR & BU: 300 t/an (fourniture partielle), par camions de plus de 20 t - PCI: idem
- EL: H.T. 60 kV, tarif vert B, 10000 kW, 5000 heures/an, 50 GWh/an  
a) Option base  
b) Option EJP (effacement pointe 60%)

Les prix du gaz et de l'électricité mentionnés ci-dessus sont établis à partir des tarifs régulés. Ils ne concernent pas les clients éligibles ayant fait valoir leur droit à l'éligibilité. Les prix des énergies sont ceux rendus en région parisienne, à l'exception des prix du fuel lourd et du fuel domestique qui sont des moyennes France entière.

Source: Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN)





ABB

## Système de suivi des consommations des bâtiments tertiaires et industriels

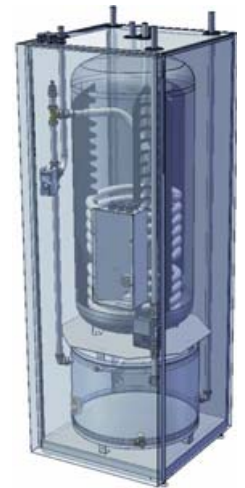
La RT 2012 inspire les multinationales. ABB propose un nouveau système de suivi des consommations des bâtiments tertiaires et industriels, Energy VisuConso. Il se compose d'un automate de conversion et d'un logiciel. L'automate en question possède 14 entrées à impulsions, à relier aux compteurs du bâtiment. En outre, une centrale de mesure M2M d'ABB ou un compteur A-séries peuvent être ajoutés, via un port Modbus. Un câble ethernet assure la liaison avec l'ordinateur. Le suivi des consommations s'effectue au moyen d'un serveur web. L'ergonomie du portail reprend les 6 grandes catégories d'informations définies par la RT 2012 : le chauffage, le refroidissement, la production d'eau chaude sanitaire, l'éclairage, le réseau de chaleur, le réseau de prises de courant, et la ventilation. En s'appuyant sur ces données, le logiciel VisuConso calcule la consommation d'énergie primaire, et l'indice de performance du bâtiment.

ECHY

## Système d'éclairage



Apporter la lumière du soleil dans une pièce sans fenêtre, tel est le défi technologique d'Echy. Cette jeune start-up a breveté un dispositif d'éclairage pour les bâtiments industriels et tertiaires, basé sur la récupération des rayons solaires. Un panneau à lentilles de Frenet concentre la lumière extérieure dans des fibres optiques. Ensuite, ces mêmes fibres la transportent à l'intérieur des murs. Selon leurs chiffres, un panneau Echy de 3 m<sup>2</sup> peut éclairer une surface de 50 à 80 m<sup>2</sup>. Le groupe a notamment reçu le soutien d'Oséo.



PANASONIC

## Ballon d'eau chaude

En complément de sa gamme de pompe à chaleur Aquarea, Panasonic offre maintenant le ballon d'eau chaude ECS.

En vérité, c'est plutôt deux ballons qui sont encastrés dans un châssis compact. Le principal de 185 litres, au-dessus, et le tampon de 80 litres, en dessous. Une disposition qui évite l'installation d'un second système. Les deux cuves sont en acier inoxydable. Leurs revêtements en polyuréthane assurent une bonne isolation. Une résistance électrique de 3 kW et une vanne trois voies sont incluses.

VICTRON

## Contrôleur de batterie

Dans la continuité de sa série BMV-600, l'entreprise Victron lance sa nouvelle gamme de contrôleurs de batterie BMV-700. Elle se compose des modèles 700, 702, et 700H. Les options de mesure s'enrichissent d'une fonction de calcul des kWh chargés et déchargés. Le modèle 702 propose quelques nouveautés supplémentaires, telles que l'évaluation de la tension médiane d'un banc batterie, et un port supplémentaire de connexion. Les BMV-700 et 702 sont adaptés à des tensions comprises entre 6,5 et 95 V. Le contrôleur 700H couvre une fourchette plus large, de 60 à 385 V. L'ensemble de la connectique est fourni avec l'appareil. Tous ces produits sont compatibles avec le système de collecte de données Color Control GX. Ces chiffres enregistrés peuvent ensuite être consultés via le VRM Portal. Des applications iPhone et Android existent pour un contrôle continu.



ENPHASE ENERGY

## Passerelle de communication pour micro-onduleurs solaires

Enphase Energy ajoute à sa passerelle Envoy une connexion Wi-Fi. Ce système assure la liaison entre les micro-onduleurs des panneaux solaires et le logiciel de contrôle de firme, Enlightement. En effet, le courant d'origine photovoltaïque est continu. L'électronique de modulation le convertit en courant alternatif, qui peut être injecté dans le réseau. Envoy enregistre les données propres à chaque micro-onduleur, puis les envoie via un routeur sur la plate-forme Enlightement. Grâce à ce portail web, l'installateur peut contrôler à tout moment le bon fonctionnement de ses équipements. La sortie Wi-Fi apporte une plus grande flexibilité au système : l'emplacement de la passerelle n'est plus contraint par la longueur des câbles. Un boîtier Envoy gère jusqu'à 650 micro-onduleurs. Enphase Energy se dote également d'une déclinaison grand public d'Enlightement, baptisée MyEnlightement. Cette interphase est destinée aux consommateurs. Accessible sur internet, elle affiche en détail la production journalière du bâtiment.



# Micro-cogénération : un grand bond en avant ?

Jeudi 23 janvier avait lieu dans les locaux du Conservatoire national des arts et métiers, une journée de débats autour de la micro-cogénération. Co-organisée par l'ATEE, GDF Suez et des acteurs de la recherche (CNRS, Femto, etc.), elle avait pour but de faire un état des lieux en France et en Europe avec des sujets allant de la réglementation au développement de la filière, en passant par les avancées technologiques.

**L**e Vieux Continent s'éveille doucement à la micro-cogénération. Loin derrière des pays comme le Japon, cette technologie permettant la production à la fois d'électricité et de chaleur commence à se développer surtout en Allemagne, les autres pays étant moins avancés. Ces progrès de la filière outre-Rhin sont principalement dus à un climat politique favorable. Les autorités allemandes supportent la cogénération à petite et à grande échelle : «En 2012, une nouvelle loi est parue dans ce pays avec des éléments incitatifs pour développer le secteur. Les dirigeants d'outre-Rhin souhaitent

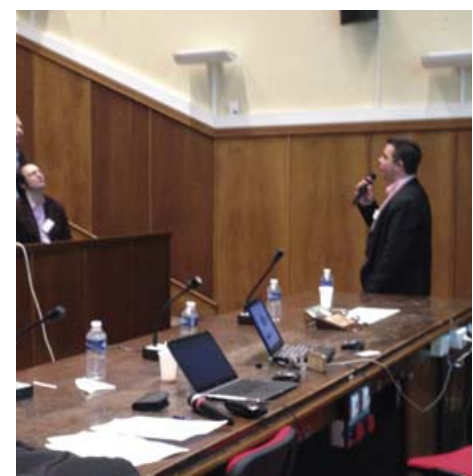
atteindre un objectif contraignant de 25 % d'électricité produite par cogénération en 2020, contre 14,5 % en 2010», a expliqué Arnaud Duviolguerbigny, de Cogen Europe, l'association européenne qui œuvre pour faire progresser ce type de production d'énergie. Avec des tarifs de rachat de l'ordre de 27,4 c€/kWh garantis sur dix ans, la filière s'accroît sensiblement avec un total de mille unités supplémentaires chaque année.

## Derrière l'Allemagne, une Europe à la traîne

En Grande-Bretagne, la situation est moins idyllique, mais loin d'être catastrophique. Le Green Deal, adopté l'année

dernière par le département de l'Énergie et du Changement climatique, qui est le département exécutif du gouvernement britannique gérant la politique énergétique et la lutte contre le réchauffement climatique, laisse une place non négligeable à la micro-cogénération : le prix de garantie de rachat de l'électricité y est de 13 pences/kWh (15 c€/kWh). Presque moitié moins qu'en Allemagne, mais plus qu'en France. Avec un tarif bleu HT (option base) de 9,03 c€/kWh contre environ 13,5 c€/kWh pour le tarif C13 au 1<sup>er</sup> janvier 2014, l'Hexagone est à la traîne. Ces tarifs sont financés par les charges de service public de l'électricité (CSPE) mais cela ne suffit pas à inverser la vapeur. La France cumule en effet les handicaps : faible attractivité actuelle pour le consommateur en termes de retour sur investissements, coûts élevés du matériel, peu d'incitations fiscales...

Les professionnels étaient réunis le 23 janvier pour débattre de la micro-cogénération.



Pourtant, selon un rapport de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), le secteur aurait un potentiel thermique important en résidentiel collectif ou tertiaire, estimé entre 1,5 et 2 GW. Le potentiel commercial serait de 100 MWe de micro-cogénérations à l'horizon 2018, ce qui pourrait créer jusqu'à 20 000 emplois. En conclusion, la France est prête techniquement, mais il n'y a toujours pas de modèle économique viable, notamment à cause de la faiblesse des tarifs d'achat. Pour faire évoluer favorablement la situation, le club cogénération de l'ATEE préconise donc la création d'un environnement tarifaire plus favorable, l'accroissement des incitations

fiscales, l'optimisation des conditions de raccordement, le renforcement des programmes

de sensibilisation et de formation de la filière et l'accélération des programmes de recherche et développement. Mais en matière de cogénération, la discussion avec les pouvoirs publics est difficile. Même si Philippe Martin, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a affirmé lors du Conseil des ministres du mercredi 22 janvier 2014 que *«des mesures pour préserver la compétitivité des industries fortement consommatrices d'électricité et de gaz ont été prises, notamment via la valorisation de la cogénération»*, il s'agit là des installations de grandes tailles. Pas d'écho sur la micro-cogénération alors que les technologies sont désormais plus matures et devraient bientôt se trouver sur le marché.

### L'essor de la pile à combustible

Les micro-cogénérations gaz fonctionnent en général sur moteur stirling : l'électricité est produite par la conversion de l'énergie mécanique du moteur ou de la turbine, à travers un alternateur, selon le principe du groupe électrogène. Mais elle peut également

être directement produite par une pile à combustible. Problème, cette technologie est très onéreuse car elle nécessite l'utilisation d'un catalyseur en platine. Il faut donc une forte volonté politique pour la démocratiser. C'est le choix qu'a fait le Japon dès 2007, en multipliant les subventions aux constructeurs et consommateurs. Résultat, plus de 40 000 piles à combustible en cogénération ont été installées dans l'archipel. Mais ce système pourrait se démocratiser après 2020 car des technologies de piles à combustible sans platine sont déjà à l'essai. En Europe, on n'en est pas là. C'est toujours l'Allemagne qui est précurseur en

la matière avec 200 field tests. Mais l'Europe lance des projets innovants sur le sujet : *«le programme ene.field a*

*pour but d'installer 1000 unités de ce type chez des particuliers»*, explique David Dupuis, responsable activités micro-cogénération au Centre de recherche et d'expertise de GDF Suez dédié au gaz et aux énergies nouvelles (Crigen). Neuf constructeurs européens se sont associés pour cette initiative innovante dont Baxi, Hexis, RBZ, Bosch, ou Vaillant. Mais ce n'est pas tout, selon David Dupuis, *«la première pile à combustible devrait être commercialisée en France au plus tard en 2016, pour un coût estimé à plus de 30 000 euros.»* Un coût élevé qui risque de freiner sa démocratisation. Mais la cogénération n'est pas réservée qu'aux zones résidentielles des pays riches. Le projet Microsol porté par Schneider Electric le prouve (voir Énergie Plus n°518). Il montre que la micro-cogénération n'en est plus au stade de la recherche fondamentale, car des projets inventifs seront bientôt commercialisés. Il ne manque qu'une réelle volonté politique pour faire décoller une filière en innovation permanente. ●

Olivier Mary

# Abonnez-vous à Énergie Plus

**Oui, je souhaite m'abonner à Énergie Plus, la revue spécialisée de la maîtrise de l'énergie au prix exceptionnel de 140 € TTC pour un an**  
Je recevrai 20 numéros de 32 pages

## Tous les 15 jours

### La revue m'offre

- ▶ les actualités essentielles du secteur de l'énergie
- ▶ des enquêtes spécialisées et des dossiers d'analyse (Biogaz, Efficacité énergétique, Biomasse, Cogénération, etc.)
- ▶ des retours d'expérience chiffrés et illustrés (collectivité, industrie, tertiaire, transport, etc.)
- ▶ une veille réglementaire
- ▶ les prix des énergies, du CO<sub>2</sub> et des certificats d'économies d'énergie
- ▶ des informations professionnelles pratiques (produits nouveaux, nominations, agenda, etc.)



Nom .....

Prénom .....

Entreprise ..... Code NAF .....

Fonction .....

Adresse .....

Code postal ..... Ville .....

Tél. .... Fax .....

e-mail .....

Tout abonné dispose du droit d'accès et de rectification des informations le concernant et peut s'opposer à ce que ses nom et adresse soient communiqués à d'autres personnes morales en téléphonant au 01 46 56 35 40.

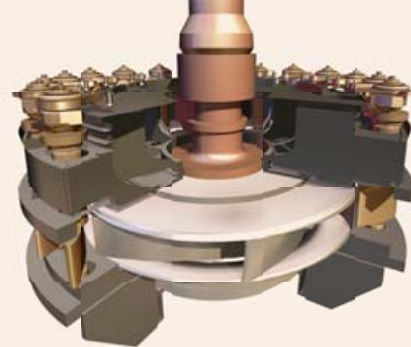
Si vous êtes adhérent de l'ATEE, merci d'indiquer votre n° d'adhérent : .....

Je joins un chèque de ..... € à l'ordre de l'ATEE

Tarif France : 140 € (dont 2,88 € de TVA à 2,10%)  
 Tarif Étranger : 153 € (exonéré de TVA)  
 Tarif étudiant, retraité, enseignant : 70 €

Vous recevrez votre (vos) numéro(s) d'Énergie Plus par retour du courrier ainsi qu'une facture acquittée.

ATEE – ÉNERGIE PLUS  
 SERVICE ABONNEMENTS  
 47 AV. LAPLACE - 94117 ARCUEIL CEDEX  
 Plus d'info : tél 01 46 56 35 40 • fax 01 49 85 06 27  
 www.energie-plus.com



## Alstom exporte ses Step en Israël

Alstom fait une entrée fracassante sur le marché de l'hydroélectricité israélien. En janvier dernier, le groupe français a conclu un contrat de 120 millions d'euros avec PSP Investment pour équiper la future station de transfert d'énergie par pompage (Step) de Gilboa. L'accord porte sur la livraison de deux turbines-pompes, d'une puissance de 150 MW chacune, et d'un système de contrôle. Alstom assurera aussi l'exploitation et la maintenance du site durant une période de 18 ans. Située à 60 km d'Haifa, la centrale de Gilboa sera opérationnelle en 2018. Elle deviendra alors la première Step d'Israël.

## L'Afhyprac change de direction... mais pas de cap

L'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (Afhyprac) a élu fin décembre une nouvelle direction. Le poste de président revient à Pascal Mauberger, président directeur de McPhy Energy. Il succède à Marianne Julien d'Air Liquide. Le reste du bureau se compose de Philippe Boucly (GRTgaz), Paul Luchese (CEA), Xavier Pontone (Air Liquide), Hélène Pierre (GDF Suez), et Jérôme Gosset (Areva). L'Afhyprac assure la promotion de la filière hydrogène dans l'Hexagone, notamment dans le domaine du stockage. Pascal Mauberger souhaite poursuivre la politique de son prédécesseur.

► Plus d'informations sur [www.afhyprac.org](http://www.afhyprac.org)

## Byllibill propose l'autoconsommation aux particuliers

Et si l'autoconsommation commençait ici ? Primée lors du dernier salon EnerGaïa, l'entreprise normande Technideal a conçu Byllibill, une armoire électrique dédiée à cet usage. Ce conteneur massif est destiné aux bâtiments équipés de panneaux photovoltaïques, d'une puissance comprise entre 1500-3150 Wc. Il est raccordé à la fois au circuit interne du lieu de vie, au réseau public, et à l'installation solaire. Grâce à 4 batteries et un système de gestion électronique du courant, Byllibill stocke l'énergie renouvelable produite ou l'injecte pour la consommation des résidents. Si besoin, le dispositif sollicite aussi le réseau. Le soutirage peut aller jusqu'à 6 kW.

► Documentation complète disponible sur [www.technideal.com](http://www.technideal.com).

## Siemens s'implique dans "greenzstore"

Riche de ses énergies renouvelables, l'Allemagne est en passe de devenir le terrain d'expérimentation rêvé pour les batteries. Le producteur d'énergie allemand Süwag Energie AG annonçait en décembre la commande d'un système de stockage de 135 kWh au groupe Siemens. Dans le cadre du projet "greenzstore", ce dispositif sera installé dans la commune de Flein (Bade-Wurtemberg). Il renforcera la stabilité du réseau de distribution, en régulant la production des centrales éoliennes et solaires du secteur. Pour répondre à cette demande spécifique, Siemens prévoit d'associer en parallèle trois armoires de modules lithium-ion du constructeur LG Chem. Un convertisseur de puissance 4Q-IGBT assurera la gestion de l'ensemble. "Greenzstore" rassemble plusieurs entreprises du secteur de l'énergie et des télécommunications. Ce consortium cherche à organiser un vaste réseau de stockage sur le modèle de l'informatique hébergé. De petites unités interconnectées absorberaient ou injecteraient du courant suivant les besoins, sans tenir compte des contraintes géographiques. Un ambitieux projet qui dispose d'un budget de 9 millions d'euros et devrait se clore en 2017.

## La Réunion offre un chantier d'envergure à Saft

La ferme solaire réunionnaise de Bardzour a trouvé ses maîtres d'œuvre. En janvier dernier, le concepteur et exploitant, Akuo Energy, a confié le projet à un consortium de trois entreprises : le constructeur de batterie Saft, l'électronicien espagnol Ingeteam et l'installateur de panneau solaire local Corex Solar. Située dans la commune du Port, la structure comprendra une centrale photovoltaïque, d'une puissance de 9 MWc, associée à un système de stockage de 9 MWh. Ce dernier sera constitué de 9 conteneurs Saft Intensium® Max+20E, contenant chacun 17 armoires de modules lithium-ion Synerion®. Le groupe Ingeteam concevra la gestion électronique de l'ensemble. Grâce à cette régulation, la puissance injectée sur le réseau restera constante, autour de 40 % de puissance photovoltaïque nominale. Le montant exact de l'opération n'a pas été communiqué.



# Stockage d'énergies : l'analyse du potentiel continue

**Forte de nombreuses approches technologiques répondant à divers intérêts d'usages, la filière du stockage d'énergies commence à se dessiner un avenir.**

**L**e stockage d'énergies n'a pas encore fait de très gros titres dans la presse (*hormis Énergie Plus bien sûr; voir nos numéros 458 et 496*) mais il est indéniablement beaucoup mieux connu désormais. *Les Échos* signalaient

l'intérêt de l'Allemagne pour le stockage d'électricité en juin 2013, *Le Monde* évoquait les projets de démonstrateurs liés aux "smart cities" fin novembre et *Libération* planchait sur le sujet en décembre dernier. Le sujet séduit d'autant mieux qu'il focalise de plus en plus l'attention des pouvoirs publics, ministères, organismes de recherche et de soutien, et des entreprises du monde de l'énergie, qui souhaitent trouver des solutions pour une meilleure intégration des énergies renouvelables et la sécurisation des réseaux électriques. L'étude

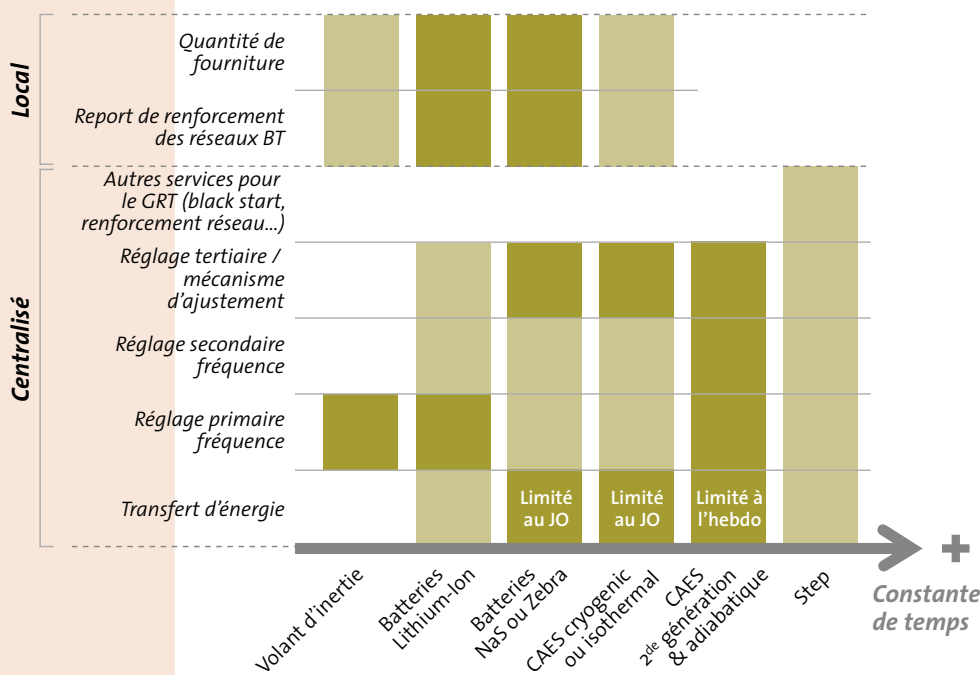
de potentiel (dite "Peps") présentée lors du colloque de l'ATEE début novembre 2013 a participé de cet engouement car pour la première fois une analyse détaillée a été faite par technologies et services rendus (*voir Énergie Plus n°516*). Juste après, l'Ademe a lancé un appel à manifestations d'intérêt<sup>(1)</sup> pour développer différentes "briques" concernant le stockage. Le ministre du Redressement productif Arnaud Montebourg a profité lui-même des Journées nationales des technologies de l'hydrogène le 20 janvier dernier dans le Tarn sur le site de Trifyl pour souhaiter que les applications du vecteur énergétique H<sub>2</sub>, notamment dans le stockage d'électricité, se développent en France. On ne peut imaginer contexte plus porteur. Sauf que la vitesse de déploiement des technologies, la recherche d'un optimum économique et l'assurance d'un cadre fiscal et réglementaire propice ne sont pas encore complètement au rendez-vous, laissant planer une ombre sur l'avenir du stockage d'énergies. S'il en est une preuve, c'est bien le débat qui vient de s'engager sur l'autoconsommation d'électricité: il interroge la nécessité de stocker dès maintenant à l'échelle d'une production très décentralisée<sup>(2)</sup>.

## ► Quels services rendus ?

Source EDF R&D

Principales applications des technologies de stockage (effectives ou potentielles selon la maturité technologique)

■ Bien adapté ■ + ou - adapté



## Gros potentiel pour les Step

Quelles sont alors les pistes sur lesquelles l'engagement serait plus facile? On pense en premier lieu aux stations de transfert d'énergie par pompage (Step), dont 5 000 MW sont déjà installés en France. L'étude Peps révèle un potentiel de croissance de 1 000 à 1 500 MW d'ici 2030. Certes, comme pour les autres projets énergétiques, les difficultés de procédures existent, ainsi que le manque d'attrait financier,



► à cause d'une faible différence des prix de l'électricité entre les heures creuses où s'effectue le stockage (pompage dans ce cas) et celles de pointe où il y a injection sur le réseau. Malgré les besoins de flexibilité induits par les EnR intermittentes, EDF ne semble pas avoir engagé de nouveaux projets de Step, faute d'un modèle économique approprié. En effet, selon une étude de cas de l'UFE sur une Step de 800 MW mise en service en 2025, même en rémunérant les services systèmes à 17,7 €/MWh et la capacité à 30 k€/MWh.an, le taux de rentabilité interne de 8% n'est pas atteint. Pour l'instant, EDF, comme d'autres énergéticiens, procède donc plutôt à l'aménagement des installations existantes pour les rendre plus flexibles grâce à des groupes de turbinage-pompage à vitesse variable, comme cela a été fait à Le Cheylas. En prévision de meilleurs auspices pour le stockage, le Centre commun de recherche de la Commission européenne a réalisé une étude du potentiel de Step dans les pays de l'Union<sup>(3)</sup>. Pour le seul cas où deux réservoirs existent déjà et sont distants au maximum de 10 km, le potentiel réalisable s'élèverait à 538 sites (132 GWh) en Europe dont 20 sites en France (9 GWh). Les chiffres sont environ multipliés par 6 si on envisage une distance de 20 km. Cette étude a été faite hors de toute contrainte économique mais elle montre qu'un gisement existe. À ces Step "classiques" en montagne s'ajoutent des projets de Step marines imaginés sur les littoraux du nord-ouest

► *La Step du Cheylas fait partie des ouvrages existants qui peuvent être aménagés pour plus de flexibilité.*

de la France, qui nécessitent néanmoins d'importants travaux de génie civil et une gestion adaptée de l'eau de mer<sup>(4)</sup>, sans parler de l'acceptabilité par le public d'un réservoir d'eau salée. Ou alors, comme cela a été fait dans l'Ontario par Northland Power, transformer une ancienne mine à ciel ouvert en Step: la mine de Marmora constitue ainsi le réservoir

bas, auquel a été ajouté un réservoir supérieur pour délivrer jusqu'à 400 MW.

### Aider les investisseurs

Bien d'autres technologies de stockage d'électricité sont sur les rangs, comme les batteries, les CAES (air comprimé), les volants d'inertie, l'hydrogène, etc., sans compter les solutions de stockage thermique (voir les articles pages suivantes). Leur accès à un marché dépend bien sûr, comme pour les Step, de la possibilité de donner une valeur à l'énergie stockée et délivrée ensuite, et aux services afférents (régulation de tension, soutien au réseau en soutirage ou en injection, modulation de fréquence, etc.).

Mi-2012 déjà, l'Imperial college de Londres avait réalisé une étude pour le compte de Carbon Trust, montrant que la valeur du stockage pouvait passer de 100 £/kW.an en 2020 à 300 £/kW.an en 2030 et jusqu'à 1100 £/kW.an en 2050. Seulement, les projections ne suffisent pas. Des projets ont besoin, dès aujourd'hui, d'accéder à des financements, et pour cela, les investisseurs privés doivent pouvoir identifier clairement les technologies porteuses. D'après la société de conseil Clean Horizon, sur le seul segment des batteries électriques, la diversité des usages possibles peut conduire à des variations de durées de vie de 1 à 10 ! Il est donc nécessaire de pouvoir "auditer" les projets en cours afin d'en relever la pertinence pour les investisseurs. C'est en ce sens que Clean Horizon s'est alliée aux équipes du CEA basées à l'Institut

national de l'énergie solaire pour proposer un service de ce type au marché. Pour le bon développement du stockage, l'investissement d'acteurs privés devra néanmoins se compléter d'une motivation forte des acteurs publics, en particulier des gestionnaires de réseaux. Ce qui se profile petit à petit: par exemple, «une étude récente d'ERDF montre que l'écrêtement de la production photovoltaïque excédentaire raccordée en HTA permettrait de réduire les coûts de renforcement des réseaux de 30%, sur la base d'une valorisation de l'énergie



non injectée à hauteur de 70 €/MWh sur 20 ans, souligne **Patrick Canal**, délégué général du Club Stockage d'énergies de l'ATEE. On

pourrait très bien imaginer que des solutions "power-to-gas", transférant l'énergie électrique dans le réseau de gaz naturel via de l'hydrogène produit par électrolyse puissent représenter un moyen pertinent de valorisation.» Les réflexions continuent donc sur le sujet. D'ailleurs, le Club Stockage d'énergies de l'ATEE prévoit de prolonger l'étude Peps en réalisant un complément d'analyse soit sur des scénarios de rupture (très fort taux de pénétration des EnR), soit sur la détermination d'un effet de seuil pour trois paramètres clés (dont par exemple le taux de pénétration du PV dans le mix), au-delà duquel les besoins en stockage seraient représentatifs par rapport à ceux identifiés dans la première étude. ●

Stéphane Signoret

(1) Voir [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr), rubrique "Appel à propositions / 2013". Clôture le 28 janvier 2015.

(2) Une note récente d'Hespul est consacrée au sujet, à lire sur [www.hespul.org/autoconsommation-opportunitite-ou-vraie-fausse-piste](http://www.hespul.org/autoconsommation-opportunitite-ou-vraie-fausse-piste). Énergie Plus y reviendra dans un prochain numéro.

(3) Étude téléchargeable sur [http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc\\_20130503\\_assessment\\_european\\_phs\\_potential.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_20130503_assessment_european_phs_potential.pdf)

(4) Voir [www.hydrocoop.org](http://www.hydrocoop.org)

# «Le stockage mobilise plus de 600 chercheurs»

En matière de stockage d'énergie, le CNRS explore de nombreuses pistes. Alain Dollet, directeur adjoint scientifique au CNRS, revient sur quelques innovations, aussi bien techniques que structurelles.

## Quelles sont les principales recherches sur le stockage de l'énergie au sein du CNRS ?



**Alain Dollet:** Elles se concentrent sur trois grands axes : le stockage électrochimique, le stockage de l'hydrogène et le stockage thermique. Au

sein de nos unités mixtes de recherche, ces secteurs mobilisent plus de 600 chercheurs académiques : CNRS et universitaires.

## Avec Thémis dans les années 80, EDF et le CNRS ouvraient la voie aux centrales solaires thermodynamiques (CSP). Aujourd'hui, quels sont les obstacles techniques qui freinent le développement de cette filière ?

**A.D.:** La puissance de CSP actuellement installée dans le monde est de 3 GWc. Il existe déjà des centrales pilotes capables de produire de l'énergie électrique en permanence car elles ont la capacité de stocker la chaleur avant sa conversion en électricité. Elles utilisent pour cela du nitrate de sodium, sous forme de sels fondus, mais le Chili est pratiquement le seul pays producteur de ce minéral et sa production

stagne autour d'1 million de tonnes par an. Selon les estimations actuelles de croissance du CSP, les besoins à l'horizon 2050 seront compris entre 9 et 21 millions de tonnes par an. Le béton, abondant et moins cher, est l'alternative la plus simple, mais il reste un peu onéreux et comme les sels fondus, il n'est pas bien adapté aux très hautes températures, supérieures à 700°C. La recherche s'oriente donc vers d'autres matériaux. Dans ce contexte, le CNRS s'intéresse à une voie originale : le recyclage des déchets. Une fois fondus à 1400°C, les produits amiantés ou les cendres d'usines d'incinération forment des céramiques totalement inertes qui possèdent une excellente capacité thermique à très haute température. Le prix d'achat de ces rebuts abondants est d'environ 10 euros la tonne, un coût dérisoire, bien inférieur même à celui du béton. Avec l'aide de professionnels, nous tentons d'adapter ces méthodes à une échelle industrielle.

## Existe-t-il des structures pour faciliter les transferts de technologies ?

**A.D.:** Dans le domaine des batteries, qui fait l'objet de nombreuses recherches, le CNRS et le ministère de la Recherche ont créé en 2010 le Réseau sur le stockage électrochimique de l'énergie (RS2E). Il rassemble 11 laboratoires universitaires, 3 établissements publics de recherche, et 11 partenaires industriels, tels que Renault, EDF ou Saft. Le RS2E facilite le passage de la recherche fondamentale à l'industrie. Parfois, quelques mois suffisent pour passer de l'idée au brevet. Nous étudions de nouvelles chimies à base de Lithium ou de Sodium et développons des matériaux



plus performants et plus respectueux de l'environnement. Le stockage électrochimique convient pour des véhicules ou des installations de faible à moyenne capacité ; par contre, les accumulateurs ne sont pas bien adaptés au stockage de grande puissance. Si nous souhaitons intégrer une part importante d'énergie renouvelable dans le réseau, il est primordial de développer d'autres techniques.

## L'hydrogène serait donc le meilleur vecteur pour un stockage massif de l'énergie ?

**A.D.:** Développer ce vecteur d'énergie exige des investissements lourds et une volonté politique forte. Il y a aussi des verrous techniques et scientifiques : stocker ce combustible présente des difficultés majeures. L'hydrogène gazeux doit être stocké à très haute pression, jusqu'à 700 bars. Le conditionnement liquide requiert quant à lui des températures de -253°C. Nous privilégions donc le stockage solide de l'hydrogène, à température et pression proches de l'ambiante, notamment sous forme de disques d'hydrure de magnésium. Les niveaux atteints sont tout à fait satisfaisants, de l'ordre de 100 kg/m<sup>3</sup> de solide. McPhy est née de ces recherches (voir p.26, NDLR). Néanmoins, la phase de déstockage du gaz lié au solide n'est pas encore optimale : le solide hydrogéné doit atteindre les 300°C pour rejeter les molécules captives. Avec de l'hydrure d'aluminium, une centaine de degrés suffirait, nos laboratoires s'intéressent entre autres à cette voie. ●

Propos recueillis par Mathieu Dejeu

## Pour aller plus loin :

- ▶ Le documentaire *Énergies renouvelables, le défi du stockage*, sur [videotheque.cnrs.fr](http://videotheque.cnrs.fr)
- ▶ Le dossier *Énergies : comment les stocker ?* du *Journal du CNRS*, (n°271, mars-avril 2013) téléchargeable sur [www2.cnrs.fr/journal](http://www2.cnrs.fr/journal)

# Le marché des batteries doit

Contrairement à l'hydrogène, le stockage électrochimique possède une certaine maturité. Il lui reste juste à trouver des débouchés rentables. Une tâche ardue dans l'Hexagone.

**B**lue Solution croit au futur de la batterie. Spécialisée dans le stockage électrochimique, cette filiale du groupe Bolloré annonçait en novembre dernier des prévisions de chiffre d'affaires pour le moins optimistes : de 36 millions d'euros en 2013, il devrait passer à 105 millions d'euros cette année, puis atteindre 200 millions d'euros en 2017. En parallèle, Blue Solution entrait en bourse à hauteur de 10 % de son capital. Manœuvres pragmatiques ou hasardeuses ? En tout cas, l'intérêt de Vincent Bolloré témoigne de la vitalité actuelle du secteur. Une vitalité dont la France ne profitera pas pleinement. Car si les zones non interconnectées (ZNI) deviennent un terrain d'expérimentation idéal pour ces technologies, le cadre réglementaire de la métropole freine le développement du marché. L'appellation ZNI rassemble les contrées françaises qui ne sont pas reliées au réseau électrique continental : la Corse, les îles du Ponant, l'archipel de Chausey, ainsi que l'ensemble des départements, territoires et communautés d'outre-mer (DROM-COM). En octobre 2013, l'Ademe, l'ATEE et la DGCIS publiaient une étude sur le potentiel du stockage d'énergies. Dans les DROM-COM, ce rapport estimait les besoins en capacité entre 200 et 400 MW. Une demande importante qui s'explique par le contexte unique de ces collectivités. L'article 49 de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux pour les ZNI : 50 % d'électricité issues des énergies renouvelables en 2020, sauf Mayotte qui doit atteindre 30 %. Et sans l'aide de l'électrochimie, ces louables intentions auront bien du mal à se concrétiser. Dans son *Bilan prévisionnel pour la Martinique*, paru en juillet 2013, EDF

Corse et Outre-mer révélait que «le taux actuel maximum de pénétration des EnR intermittentes est estimé à 24 % en puissance injectée. La limite de 30 % concernant les énergies intermittentes, fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, pourrait être atteinte à court terme». Pour autant, en 2012, le solaire et l'éolien ne représentaient que 4,2 % de l'électricité primaire produite sur l'île... Conscients de ce constat alarmant, les rédacteurs proposent une solution quelques lignes plus loin : «Des moyens techniques existent pour répondre aux fluctuations des énergies intermittentes en préservant la stabilité des réseaux électriques. Ils consistent à stocker l'énergie afin de réguler les variations de la puissance fournie par les éoliennes et les installations photovoltaïques. Ces équipements peuvent être placés sur les sites de production.» En d'autres termes, connecter des batteries entre les parcs EnR et le réseau.

## Stockage centralisé et autoconsommation

«Le stockage en sortie d'une ferme solaire ou éolienne nécessite des systèmes de grande capacité, de l'ordre du mégawattheure. La batterie possède alors plusieurs fonctions. Elle lisse la production, et participe à la régulation de la fréquence primaire du réseau, analyse Michael Lippert, en charge du marketing pour l'unité systèmes de stockage d'énergie de Saft. Pour ce marché, nous proposons une solution complète sous forme de containers. Ils contiennent les batteries lithium-ion, le dispositif de gestion et de sécurité. C'est une technologie encore jeune, mais déjà bien maîtrisée. Nous avons déjà installé une vingtaine de ces containers en Europe et aux États-Unis.» Une fois en place, le



➤ Le système de stockage conteneurisé est très adapté aux moyennes et grandes installations solaires et éoliennes.

système injecte une quantité constante d'énergie dans le réseau, déterminé selon la puissance photovoltaïque du site. De tels procédés réduisent l'incertitude et la variabilité inhérente aux conditions climatiques. C'est aussi une opportunité pour les constructeurs. «Les batteries représentent aujourd'hui une solution économiquement viable pour un réseau non interconnecté. Cette application ne représente qu'un segment de nos activités», rappelle Michael Lippert. Saft est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur, notamment derrière le compteur, avec le projet Millener.» Déployé en Corse, en Guadeloupe et à la Réunion (voir page 12), le projet Millener teste les possibilités offertes par les réseaux intelligents. Un de ses volets porte sur le stockage chez les particuliers : EDF et 6 partenaires industriels proposent la mise en place de panneaux solaires, combinés à quelques kilowatts de batteries. En cas de coupure, ce système prend le relais pour alimenter l'habitation. Proche de l'autoconsommation, ce dispositif apporte quelques réponses sur la rentabilité de ce modèle tant vanté. «Dans les îles, le coût de l'énergie est élevé, autour de 60 c€/kWh. Accompagnés de mesures incitatives, les habitants pourraient choisir l'autoconsommation. Sans ces subventions, le retour sur investissement pour le client n'est pas rentable.



# monter en puissance



Néanmoins, ces aides se justifient. L'équipement des particuliers apporte de réels avantages au réseau», détaille François Borghese, ingénieur marketing au sein du département smart grid & prosumer de Schneider Electric, l'un des groupes impliqués dans Millener.

## Un marché de niche en métropole

Aujourd'hui, le stockage résidentiel reste donc conditionné aux aides des collectivités, et à un prix de l'électricité élevé. Avec ses tarifs réglementés, l'Hexagone ne présente pas les conditions idéales à un commerce massif d'accumulateurs. Des changements réglementaires pourraient bien changer la donne dans les années à venir. Mais, pour le moment, l'électrochimie reste cantonnée à des usages bien spécifiques. «Nous travaillons à des projets pilotes, dans le secteur tertiaire et la petite industrie. En général, ces installations répondent

à un besoin de délestage. Notre offre s'étend de 100 à 300 kW», explique François Borghese. Des cahiers des charges exigeants qui pourraient favoriser l'émergence d'acteurs locaux, à l'image de Forsee (voir encadré). Néanmoins, pour François Borghese, le futur est à l'export : «Les produits développés dans les DOM-TOM pourraient trouver preneur en Allemagne. La poussée des EnR dans ce pays va obliger les gestionnaires de réseau à étudier l'ensemble des techniques de stockage existantes. Le relief assez plat empêche le recours aux Step. Par ailleurs, le gouvernement a mis en place des subventions aux particuliers pour des systèmes de stockage installés en complément de panneaux photovoltaïques.» Ainsi, en attendant un environnement plus favorable en France, les batteries lithium-ion devraient trouver refuge Outre-Rhin. ●

Mathieu Dejeu

## Forsee, l'intégrateur français aux ambitions internationales

Au pays de LVMH, la batterie méritait bien une déclinaison sur mesure. Née en 2011 du rapprochement de cinq entreprises\*, Forsee Power conçoit et construit des systèmes de stockage d'énergie personnalisés. «En fonction des besoins spécifiques de nos clients en termes de coûts, de puissance, d'énergie, de cycles, d'espace disponible ou encore de température, nous proposons d'abord une électrochimie lithium adaptée, autour de laquelle nous concevons une solution de gestion fiable et sécurisée», explique Gilles Ramzeyer, directeur de la division stockage d'énergie de l'entreprise. Forsee Power entretient des partenariats stratégiques aussi bien avec les principaux fabricants de cellules, tels que Toshiba, Panasonic ou Sony, que les constructeurs d'onduleurs. Elle offre ainsi une large gamme de technologies, de 2 kWh à 10 MWh. Ses solutions sont testées en laboratoire par des ingénieurs spécialisés. Par ailleurs, la firme maîtrise toute la chaîne de valeur. Une fois le dispositif développé, il sera assemblé dans un des quatre sites de production du groupe. Aujourd'hui, Forsee Power emploie 200 personnes et compte EDF comme actionnaire de référence. «Par rapport à d'autres groupes, nous assurons une très grande réactivité. Nous ne négligeons aucun client», martèle Gilles Ramzeyer. Le groupe est présent en Europe et au Moyen-Orient, sur des marchés à fort potentiel comme l'autoconsommation résidentielle et industrielle.

\* dont Unicross, issue de Saft Consumer et Dow Kokam France issue du groupe Dassault - Société du véhicule électrique



# Nice Grid bénéficie d'un stockage sur-mesure

Le stockage au niveau du poste source du démonstrateur Nice Grid entre dans une phase opérationnelle. Des tests vont prochainement démarrer pour anticiper des phases d'effacement.

« Il existe plusieurs projets de démonstrateurs de réseaux électriques intelligents en France (voir *Énergie Plus* n°492) comme en Europe mais la particularité du projet Nice Grid est la création d'un micro-réseau autonome », souligne **Davy Théophile**, directeur des solutions de conversion chez Alstom. En effet, Nice Grid ([www.nicegrid.fr](http://www.nicegrid.fr)), un des six projets du programme européen Grid4UE\*, est un démonstrateur de quartier solaire intelligent impliquant 1500 clients résidentiels, professionnels et collectifs sur le territoire de Carros (06). Il permettra de tester différents niveaux de pilotage de ressources allant jusqu'à l'ilotage d'une zone restreinte de consommateurs, complètement isolée du réseau principal et dotée de ses propres moyens de production (200 sites de panneaux solaires photovoltaïques) et de stockage.

**Alstom et Saft ont livré leur matériel**  
Plusieurs types de batteries lithium-ion développés par Saft seront ainsi testés sur trois

niveaux distincts du réseau électrique de distribution : un stockage au niveau du poste source de la zone de Carros qui va assurer la liaison entre les réseaux RTE et ERDF, cinq ensembles de stockage intégrés au réseau basse tension pour gérer les pointes de consommation et de production photovoltaïque et cent installations de stockage chez les clients résidentiels volontaires pour contribuer à l'effacement des charges. Le 21 novembre 2013, la première phase du projet a démarré avec la livraison au poste source de deux containers comportant un onduleur de très grande taille (Alstom) et une batterie de 1 MW (Saft), une des plus grandes d'Europe, soit l'équivalent en appel de puissance d'environ 1000 clients. « Notre produit, MaxSine™ eStorage, inclut un convertisseur de puissance relié à la batterie Saft en courant continu que transformera l'électricité stockée ou envoyée dans le réseau en courant alternatif », explique Davy Théophile. Il comprend également un logiciel de gestion du stockage de l'énergie permettant d'anticiper les phases d'effacement qui seront demandées à la batterie et que le gestionnaire du réseau de

- ▀ L'installation de la batterie Saft lors de sa livraison à Nice, en décembre 2013 sur le site de Carros.
- ▀ L'onduleur MaxSine eStorage d'Alstom au moment de son développement en atelier à Massy (91).

distribution, ERDF, va piloter depuis son poste de contrôle. » Si des tests en plate-forme ont été menés avec Saft en 2012, il s'agit de la première installation de ce produit sur une opération réelle. La phase de mise en service fonctionnelle des équipements s'est achevée début février et le système est aujourd'hui opérationnel sur le réseau électrique d'ERDF. « La première étape va consister à anticiper des phases d'effacement sur la fin de l'hiver et le printemps car c'est à ce moment là que nous pouvons observer des pics de consommation sur la zone de Carros et de Nice », ajoute Davy Théophile. Outre la partie stockage, Alstom est également impliqué dans la gestion de la prévision de la production avec Mines Paris Tech. En effet, dans le cadre du projet Nice Grid, le centre Persee – Mines Paris Tech a mis au point un logiciel permettant de prédire à court terme la production d'énergies renouvelables, en l'occurrence l'énergie photovoltaïque, qui sera intégré dans le Network energy management system (NEM) d'Alstom. ●

Christelle Deschaseaux

\* Grid4UE, qui rassemble un consortium de six distributeurs européens (ERDF, Iberdrola, Enel, Vattenfall, RWE et CEZ), a pour objectif d'expérimenter le potentiel des smart grids dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables, du développement des véhicules électriques, de l'automatisation des réseaux, du stockage de l'énergie, de l'efficacité énergétique et des solutions d'effacement.

# FlyProd : stocker par volant d'inertie

Dans le secteur du stockage stationnaire d'électricité, l'utilisation des volants d'inertie semble une solution prometteuse. La société Levisys, créée en 2004 porte en ce sens le projet FlyProd, destiné à mettre en place une ligne pilote de production de volants d'inertie d'ici 2016.

Les volants d'inertie ont pour utilité principale de convertir de l'énergie électrique en énergie cinétique puis de la restituer quand nécessaire en électricité. Les machines de la société Levisys se différencient des autres types de volants d'inertie par une technologie de rupture, la lévitation magnétique passive, qui consomme très peu (quelques milliwatts) et permet d'éviter les frottements qui pourraient gêner la rotation du rotor. «*Nous utilisons des aimants très puissants pour mettre les rotors en lévitation magnétique et limiter les pertes d'énergie*», souligne **Pierre**



**Fessler**, président et fondateur de Levisys. Cette technologie brevetée possède plusieurs avantages : un haut rendement énergétique, un haut degré de

sécurité, une fabrication plus simple, ainsi qu'un faible coût d'utilisation. Le projet FlyProd, démarré en septembre 2013 pour 42 mois et qui prend la suite du projet SmartZAE\* déjà mené par Levisys avec le soutien de l'Ademe, prolonge le développement de cette filière en visant la production à grande échelle, à forte cadence (100 machines par an) et à faible coût via la mise en place d'une ligne pilote de production de volants d'inertie, au sein de la technopole de l'Aube près de Troyes. En parallèle, pour renforcer la compétitivité économique de leurs produits, Levisys vise avec FlyProd à optimiser la conception de leur machine pour augmenter les rendements mais aussi la fiabilité des systèmes de stockage d'électricité. «*Nous cherchons à adapter les caractéristiques de notre volant d'inertie aux services systèmes, notamment en augmentant sa puissance d'un facteur quatre, à 40 kW délivrés en un quart d'heure. Cette évolution est en effet bien adaptée à la régulation du réseau électrique*», explique Pierre Fessler. «*Nous rendons en outre notre volant résistant aux séismes d'amplitude*

*modérée, et étendrons ainsi la zone d'utilisation possible de ce produit, en particulier dans les îles comme la Guadeloupe ou la Martinique.*»

## Réguler le réseau électrique

FlyProd doit permettre d'atteindre une stabilité maximale du réseau de distribution d'électricité, en injectant la puissance nécessaire pour que la fréquence du réseau reste la plus proche de 50 Hz. Les enjeux économiques et environnementaux sont clairs, d'autant plus lorsque les centrales de production classique qui servent à la régulation utilisent des énergies

fossiles. EDF est par ailleurs prêt dans les années qui viennent à libérer 50 % de ses obligations de régulation de fréquence du réseau électrique pour des moyens de régulation par stockage, ce qui représente pour Levisys 10 à 15 ans de production de machines. «*Nous envisageons de faire également de la recharge rapide de véhicule électrique, en un quart d'heure, une demi-heure ou une heure, sans perturber le réseau*», ajoute Pierre Fessler. Cette solution pourrait aider à démocratiser ce moyen de transport car le volant d'inertie présente des avantages nets sur les batteries électrochimiques : une très grande capacité à cycler (500 000 cycles à 80 % contre 5000), une durée de vie allongée à 20 ans, une plus grande facilité à être recyclé (utilisation

→ Le prototype de volant d'inertie de Levisys, qui consommera très peu d'énergie.

de fibre de carbone, d'acier, d'aimants, etc.) et un rapport coût/nombre de cycles réduit. Concernant FlyProd, le bâtiment accueillant la ligne de production devrait être achevé en milieu d'année prochaine et la production à forte cadence commencerait dès 2016. ●

Audrey De Santis

\* Le projet SmartZAE a pour objectif de permettre à une zone d'activité économique de mieux gérer son énergie, notamment par l'utilisation de volants d'inertie pour gérer l'équilibre du réseau électrique.



# Chaleur :

## le stockage, naturellement, ou presque

Comme l'a montré l'étude Peps, le stockage de chaleur a une réelle pertinence en site ou sur réseau, notamment si il est couplé aux EnR&R ou à la cogénération. Dalkia et Cofely montent petit à petit des projets, mais des stockages de grands volumes ne voient pas encore le jour.

L'étude sur le potentiel du stockage (Peps) livrée fin 2013 considérait plusieurs segments liés à l'électricité. Problématique importante s'il en est, très franco-française et dominée par notre particularité nucléaire. Mais il ne faut pas oublier qu'en France, on utilise aussi des

calories et qu'elles représentent plus d'un tiers de la consommation finale d'énergie. C'est donc un sujet à part entière pour le stockage. L'étude Peps a d'ailleurs envisagé trois segments :

- Un sur le stockage de froid dans un immeuble tertiaire de grande taille. Ce cas ne montre pas sa rentabilité en 2030, dès lors que la production

- d'EnR solaire pourrait coïncider avec les moments de besoin de climatisation à cet horizon. Dans le cas d'un réseau de froid urbain, ou bien en considérant que le signal prix reflète mieux la structure de coûts de production et de réseau du système électrique français, la valeur du stockage peut être plus importante ;
- Un sur le stockage de chaleur mis en place lors de la création ou de l'extension d'un réseau de chaleur. Sur la base de réseaux alimentés à 75% en énergies renouvelables ou de récupération (EnR&R), cette solution trouve principalement sa rentabilité si elle permet de diminuer les coûts d'investissements. Elle s'avère d'intérêt et pourrait donc atteindre un gisement de 5 à 10 GWth d'ici 2030 ;
- Un sur le stockage de chaleur avec une unité de cogénération. Le cas est analysé soit pour une papeterie, soit pour un réseau de chaleur urbain, avec une production de base de 55% de la chaleur par une chaudière biomasse. En valorisant l'électricité produite sur les marchés (hors tarif d'achat), le système s'avère très intéressant.

↳ Les ballons de stockage de chaleur de Dalkia au CHU de Montpellier.

### Vrai intérêt pour la cogénération

Hormis le cas du stockage de froid, déjà largement expérimenté comme à Paris par Climespace (voir Énergie Plus n°458), ou bien dans la future

## Cogénération et stockage : le doublet gagnant en malterie



La malterie du groupe Soufflet, sur le site de Prouvy (Nord), consomme 26,5 GWh thermiques dont 12,5 GWh en hiver. La fin d'un contrat de cogénération a été l'occasion de repenser la fourniture de chaleur avec Cofely. Le renouvellement du contrat, avec une turbine neuve (GE JMS 620 de 3,25 MWe et 3 MWth), a été couplé à l'installation d'une bache de stockage de 350 m<sup>3</sup>. Et pour cause ! «*Nous avons là un cas idéal où la puissance appelée monte chaque jour progressivement de 32 à 42 MW pendant 20 heures et est nulle pendant 4 heures*, détaille Anne-Sonia Provent, ingénieure R&D chez Cylergie. *Le volume stockable réutilisable quotidiennement était donc facile à déterminer : il permet de couvrir la quasi-totalité des besoins.*» Ainsi, il ne reste qu'un appoint de 1 MWh par une chaudière gaz, sur les 13 MWh appelés chaque cycle. La solution technologique, classique dans les exploitations maraîchères, demande quelques précautions (fondations, expansion, régulation, etc.) mais rien d'extraordinaire. Son coût, 500 €/m<sup>3</sup> stocké, devrait être amorti en 4 ans, principalement grâce à de meilleures recettes électriques. En effet, le stockage permet d'améliorer le gain d'énergie primaire Ep qui passe à 17,6% contre 13% auparavant.

ZAC Seguin-Rives-de-Seine par Idex (voir *Énergie Plus* n°498), les professionnels de la chaleur et des réseaux urbains ont-ils recours au stockage ? «*Bien sûr, le stockage de chaleur n'est*

*pas une fin en soi, mais c'est un des moyens dont nous disposons pour améliorer les services à nos clients*, explique **Bertrand Guillemot**,



directeur du département Expertise Technique de Dalkia. *Surtout que le stockage de chaleur atteint d'excellents rendements, très supérieurs à 85%, ce qui n'est pas le cas pour l'électricité. C'est*

*une solution très pertinente en particulier avec la cogénération, pour laquelle les pouvoirs publics vont nous demander d'être de plus en plus performants.*»

Dalkia a notamment un exemple de réalisation sur un site hospitalier où la cogénération et le stockage de chaleur devront permettre de valoriser plus de 90% de l'énergie thermique issue des moteurs. Typiquement, ce couplage permet d'écarter la pointe et d'éviter la multiplication des capacités de secours. Sa pertinence économique se juge aussi en fonction du profil de consommation du site (voir l'encadré). Sur les réseaux, l'utilisation du stockage de chaleur n'en est encore qu'à ses débuts, souvent pour répondre à des contraintes spécifiques. Dalkia a par exemple un projet à Avoriaz : un réseau, à l'échelle d'une résidence, n'a pas accès au gaz naturel. La seule énergie primaire est le bois. Un stockage de chaleur sous forme de ballons d'eau chaude pour un volume total de 150 m<sup>3</sup>, a donc été mis en place. Du côté de Cofely, un projet en Normandie dont l'installation est en cours va coupler deux chaudières biomasse avec trois ballons de 100 m<sup>3</sup> cha-



un sur un réseau. Comme le fait remarquer **Anne-Sonia Provent**, ingénieure R&D chez Cylergie, le centre de recherche de Cofely : «*Le profil idéal pour le stockage est un réseau avec une seule chaudière biomasse et dont le profil combine un faible différentiel entre l'été et l'hiver et des besoins journaliers avec une amplitude importante.*»

### aller vers de plus gros volumes

Dans tous les cas il existe plusieurs projets à différents stades de développement mais bien souvent sur des volumes de stockage en eau chaude de l'ordre de quelques centaines de m<sup>3</sup>. On est loin de volumes permettant d'agir directement à l'échelle de réseaux urbains, comme Dalkia le fait par exemple à Borås, en Suède (voir *Énergie Plus* n°505), avec

une tour de 37 000 m<sup>3</sup>. Les appels à manifestations d'intérêt de l'Ademe sur le solaire thermique ou le stockage vont peut-être changer la donne. Dans leurs cadres, Cofely et Dalkia travaillent à des projets de plus grande ampleur. Mais il y a deux barrières à franchir pour y arriver, psychologique et technique. «*Ailleurs en Europe, le stockage est plus répandu, notamment dans les pays du Nord, et ils se demandent pourquoi nous n'utilisons pas plus cette solution*, souligne Bertrand Guillemot. *En fait, il y a en France une sorte de scepticisme que nous devons combattre. Il faut faire la preuve que le stockage apporte des solutions tout en évitant l'appréhension d'un risque de ne pas avoir assez de systèmes de secours. C'est une phase d'éducation à la gestion de l'énergie, doublée d'un besoin d'industrialisation des techniques.*»

Parmi elles, même si le vecteur "eau chaude" est bien connu, il s'agit spécialement d'avoir un stockage stratifié. Des "couches" d'eau à différentes températures doivent s'empiler mais en évitant de se mélanger, pour pouvoir fonctionner même à charge partielle. «*Nous avons acquis un savoir-faire chez Dalkia mais il faut là aussi éduquer les fournisseurs de matériels*,



précise **Nelly Rangod**, spécialiste réseaux de chaleur chez Dalkia. Très peu ont conscience de ces contraintes. Il est vrai que la mise

en œuvre est très proche de systèmes connus tels que les stockages de fioul ou les bouteilles de mélange mais c'est un design spécifique qu'il faut créer et maîtriser pour ne pas avoir de transferts thermiques et optimiser l'énergie stockable par mètre cube installé. À terme, les technologies du stockage de chaleur pourront considérer des solutions "haute température" et des matériaux compacts à changement de phase. Mais c'est une autre histoire... ●

Stéphane Signoret

# Des recherches et un prototype pour parvenir au CAES adiabatique

Véritable alternative aux stations de transfert d'énergie par pompage (Step), le stockage d'énergie par air comprimé

(CAES pour compressed air energy storage) fait partie des technologies les plus étudiées. Pourtant, ce procédé de stockage n'est pas nouveau et remonte même à plusieurs décennies. Mais les deux installations aujourd'hui en fonctionnement – Huntorf en Allemagne (280 MW, construite en 1978) et McIntosh aux États-Unis (110 MW, 1991) – présentent, en tenant compte des besoins énergétiques nécessaires à leur fonctionnement, des rendements électriques peu importants (voir encadré). Les recherches menées actuellement visent donc surtout à améliorer ce rendement. Des CAES de deuxième génération, où la chaleur de la turbine est utilisée pour réchauffer l'air lors de sa détente, sont ainsi en cours de construction aux États-Unis. Pour accroître fortement l'efficacité et la rentabilité de ce procédé, une des améliorations en cours d'étude vise à récupérer et stocker la chaleur produite lors de la compression afin de la restituer à l'air comprimé avant le passage dans la turbine. Le système s'affranchit ainsi des apports en gaz naturel utilisé par les CAES classiques, assurant un rendement d'environ 70%. «Le vrai point important est de parvenir à une

rentabilité économique, notamment dans le contexte actuel», appuie

**Lionel Nadau**, référent d'expertise au Crigen de GDF Suez. Plusieurs projets de recherche

comme Adele en Allemagne ou Search en France tentent de parvenir à de tels systèmes adiabatiques

(AA-CAES pour advanced adiabatic CAES), neutres au niveau carbone.

## Plusieurs configurations envisagées

Entre 2009 et 2013, le projet Search, coordonné par GDF Suez et en partenariat avec Saint-Gobain, Mines ParisTech et le CEA-Liten, visait ainsi à étudier le stockage adiabatique en souterrain. Ce dernier devait être composé d'un dispositif de stockage de chaleur sur média céramique, appelé régénérateur, et de cavités minées revêtues dans le granit (LRC – Line rock cavern). Tous ces ouvrages étant souterrains, il a d'abord fallu envisager la structure et le creusement des cavités, tout en simulant leur stabilité dans le temps. «Grâce à son savoir-faire, Mines Paris Tech a étudié techniquement et économiquement l'architecture d'un tel stockage en répondant à différentes questions : Comment dimensionner les ouvrages ? Comment les connecter ? À quels coûts ?», indique Faouzi Hadj-Hassen, chercheur à Mines ParisTech. Afin de rechercher des optimums, une centaine de configurations et variantes (pression, profondeur, volume, nombre de générateurs et LRC) ont été modélisées. Les cavités salines ont aussi été analysées et présentent l'avantage d'être moins chères que les LRC, mais avec des pertes de charge supérieures. Une modélisation numérique du comportement thermodynamique de l'air humide, différent d'un gaz parfait, a aussi été réalisée. «À ces pressions et températures, la thermodynamique d'un gaz humide n'est pas connue, d'où la nécessité de

Pour aider au développement du stockage d'énergie par air comprimé, une amélioration du rendement de ces installations est nécessaire. Les études actuellement menées visent ainsi à récupérer et à utiliser la chaleur émise lors de la compression de l'air. Zoom sur le projet Search soutenu par l'ANR, qui a associé scientifiques et industriels français.

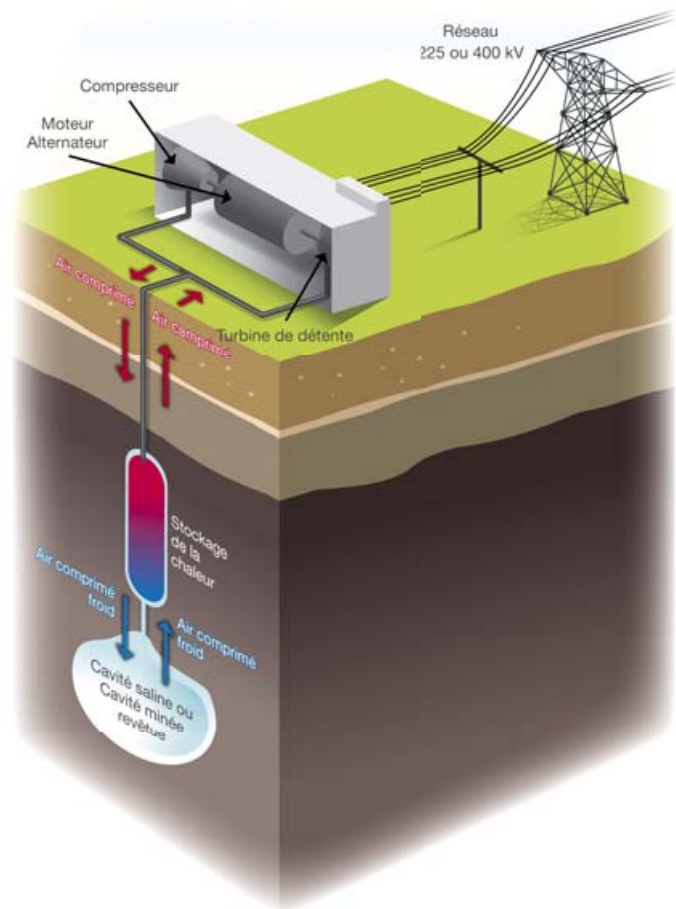


développer un modèle numérique», explique **Faouzi Hadj-Hassen**.

## Le régénérateur, son média de stockage et ses parois

Les travaux de Search ont ensuite porté principalement sur le régénérateur qui constitue l'élément clé. En prenant en

► Stockage adiabatique d'énergie par air comprimé : une rupture technologique dans le stockage de masse d'électricité.





régénérateur (pression de 30 bar et température jusqu'à 600°C) a été conçu sur le site du laboratoire du Liten (CEA). Appelé Mastoc, cette reproduction a permis de tester le média de stockage ainsi que le comportement des revêtements face aux sollicitations de température, de pression, de cycles de charge et de décharge. «La conception, la construction et l'homologation de ce prototype ont soulevé une quantité inattendue de verrous, dont la résolution a constitué un apport majeur du projet, en dépit du retard de plusieurs mois sur le calendrier initial. Cet équipement est très encourageant aussi bien au niveau des parois que pour les céramiques. Il nous offre la possibilité de valider les modèles élaborés et même de réfléchir à d'autres configurations pour réduire les coûts», précise Lionel Nadau.

Dernière étape, la construction d'un démonstrateur, qui nécessitera la constitution d'un consortium européen et le soutien d'un financement public. «Si le projet est concrétisé, un démonstrateur de 10 à 15 MW pourrait être réalisé d'ici 2018, et en fonction des résultats, la construction de ces modèles adiabatiques à une plus grande échelle pourrait intervenir en 2025-2030», espère ce dernier. ●

Clément Cygler

compte à la fois la notion de fatigue, le risque de corrosion et de stabilité chimique, plusieurs médias de stockage thermique en céramique et des matériaux réfractaires ont été comparés. Deux types de média ont été testés dans la boucle d'essais thermiques du CEA et un travail sur leur forme, leur composition et leur résistance a abouti à un matériau innovant avec un très bon rapport coût/performances. Les céramiques autoportantes obtenues assurent en effet un stockage de plus de chaleur, permettant ainsi de réduire de 20 à 30% le volume du régénérateur, très dimensionnant pour le coût global d'un AA-CAES. La structure des parois du stockage de chaleur était également un autre point essentiel. Il fallait parvenir à trouver un compromis entre l'isolation (température de 600°C) et la résistance mécanique, pour un cyclage quotidien sur une durée de vie de 30 ans. Ces contraintes ont poussé les chercheurs et industriels à concevoir une paroi complexe, constituée notamment d'un liner d'étanchéité auquel est soudé un système de refroidissement actif. Au contact du

média de stockage, une couche épaisse de briques poreuses a également été mise en place. «L'emploi de briques requiert également la présence cruciale de joints optimisés entre les blocs pour assurer la dilatation thermique et l'étanchéité», note Faouzi Hadj-Hassen. Enfin, les effets combinés de la pression et de la température ont été modélisés avec un pas d'une minute sur une durée de plusieurs années. Ces études ont démontré que les fortes sollicitations cycliques d'un stockage enterré de chaleur peuvent endommager le massif rocheux encaissant en cas de défaillance du revêtement de l'ouvrage, et il a donc été envisagé de remonter à la surface ce régénérateur pour faciliter de surcroît son monitoring et une éventuelle maintenance. Mais dans cette configuration aérienne ou semi-enterrée, la pression exercée ne peut plus être prise par la roche et nécessite une couche supplémentaire de béton haute résistance.

### **Un prototype, en attendant un possible démonstrateur**

Pour valider ces recherches, un prototype expérimental aérien du

◀ **Le projet Search disposait d'un budget de 4,8 millions d'euros, dont un million a été financé par l'ANR.**

## **Un procédé classique à faible rendement**

Le CAES consiste à utiliser de l'électricité excédentaire pour comprimer de l'air qui sera stocké dans une cavité en sous-sol. Cet air, une fois réchauffé, est ensuite injecté dans une turbine afin de produire à nouveau de l'électricité. Avec ce procédé, les phases de compression et de détente de l'air sont totalement déconnectées dans le temps. Intéressant, le CAES classique présente toutefois un rendement faible (50%), dû à deux inconvénients majeurs : la perte de l'énergie de compression et l'utilisation d'une énergie thermique supplémentaire lors de la détente.

# Le stockage par voie d'hydrogène s'affirme

Si le succès de la transition énergétique passe notamment par la gestion de l'intermittence des EnR et la sécurisation du réseau électrique, l'injection réseau et le stockage d'hydrogène en seront certainement un pilier. Les volets réglementaires, économiques, technologiques de cette filière commencent à se préciser.

**D**oper la production d'hydrogène en France, c'est ce qu'a proposé un rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) le 21 janvier, à la satisfaction des énergéticiens et industriels engagés dans la recherche de solutions de stockage. Le document soumet des mesures pour permettre à la France de développer sa filière hydrogène dans les domaines de l'injection et de la mobilité. La transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse (power-to-gas) pourrait être une clé de la transition énergétique, en offrant notamment une solution de valorisation des surplus de l'électricité renouvelable grâce à l'injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel. Couplé à du gaz carbonique, l'hydrogène devient par ailleurs du méthane de synthèse (méthanation) qui permet de stocker durablement l'énergie et complète le biogaz pour verdier le réseau gazier (voir *Énergie Plus* n°516). Partant de l'hypothèse (d'après de scénario de l'Ademe) que les surplus électriques avoisineront 75 TWh par an à l'horizon 2050, GRTgaz estime que la production d'hydrogène sera la solution de stockage la plus adaptée, et que ce potentiel de production atteindra au moins 20 TWh pouvant être injectés ou valorisés comme carburant. L'Allemagne affiche une longueur d'avance sur le développement de ces procédés et la structuration de sa filière, car la contrainte de l'intermittence des EnR progresse plus vite sur son territoire.

Mais la France voit aussi fleurir plusieurs initiatives menées par les grands énergéticiens, comme GRTgaz, GDF Suez, Areva, E.ON, etc. GRTgaz travaille à la mise sur pied d'un projet pilote pour 2017: «Il s'agira d'un site d'injection d'hydrogène



et peut-être de méthanation, développe **Sylvain Lemelletier**, directeur de projet power-to-gas chez GRTgaz. *Nous recherchons actuellement un partenaire industriel intéressé par le captage de CO<sub>2</sub> pour cette expérimentation. Nous devons par ailleurs créer un poste de mélange et évaluer un certain nombre de points techniques, comme le comptage, la mesure de la qualité du gaz, les chaînes de sécurité, etc.* Dans un premier temps, le gestionnaire de réseau souhaite tester l'injection d'hydrogène pur, dans des quantités tout à fait sûres. La méthanation engendre des coûts techniques supplémentaires, tandis que la production d'hydrogène et son utilisation en petite quantité dans les infrastructures gazières nécessitent peu d'adaptations et limitent les investissements lourds. Toutefois, la méthanation sera indispensable pour des stockages en grandes quantités car l'hydrogène ne peut être présent dans le réseau de gaz naturel qu'en proportions limitées: «La quantité limite d'H<sub>2</sub> dans le réseau n'est pas fixée aujourd'hui au niveau européen. Chez GRTgaz nous en admettons 6%, mais certaines études stipulent que 20% ne représenterait aucun problème pour le réseau. L'hydrogène à l'état pur (100%)



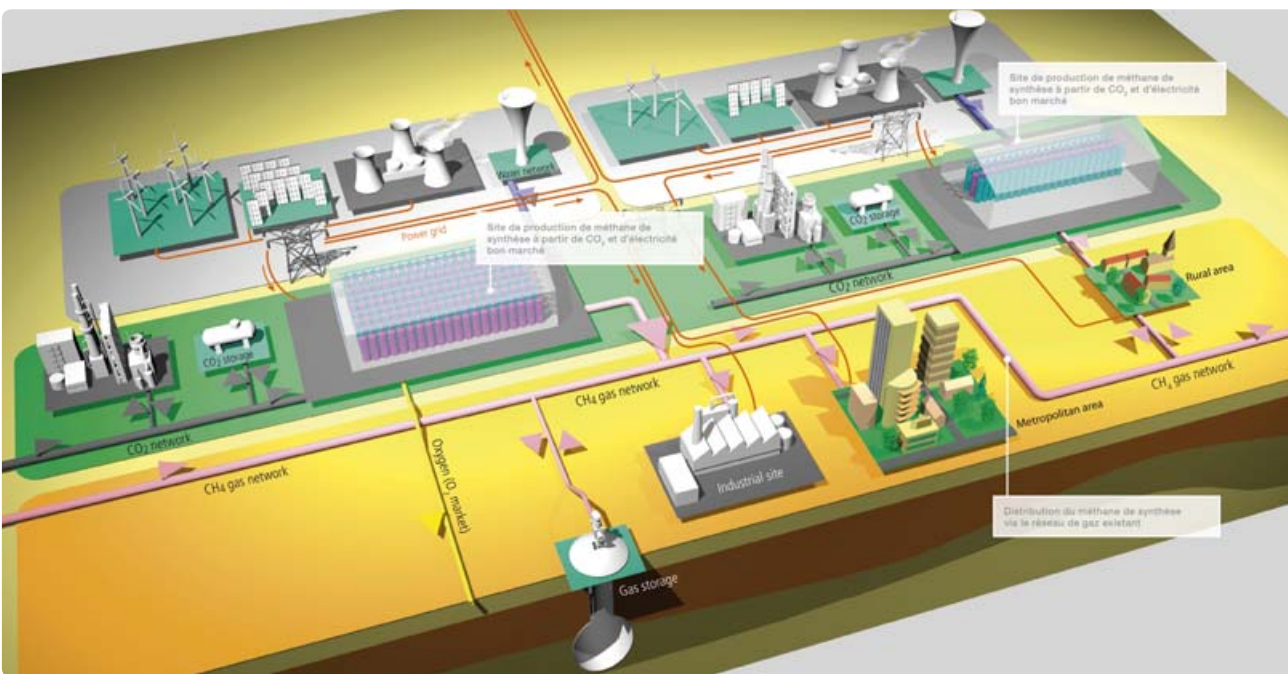
pourrait cependant provoquer un vieillissement prématuré de certains équipements», détaille Sylvain Lemelletier.

➤ Avec Le démonstrateur de Falkenhagen, E.ON a étudié l'injection d'hydrogène sur toute la chaîne du processus.

## Les technologies au banc d'essai

À ce jour, deux technologies d'électrolyse sont sur le marché, l'alcaline et le PEM (Proton exchange membrane) et une troisième, la haute température, est encore en étude au CNRS (voir page 15). L'allemand E.ON travaille à deux installations sur le territoire germanique, chacune éprouvant l'une des technologies d'électrolyse. Le pilote situé à Falkenhagen, au nord de Berlin, a été mis en service en août 2013. Un électrolyseur alcalin de 2 MWé permet de produire 360 Nm<sup>3</sup>/h d'hydrogène injectés dans le réseau de transport gazier, à partir de l'électricité de plusieurs fermes éoliennes d'une capacité totale de 70 MW. Le second projet se trouve à Reitbrook, près de Hambourg, et sera mis en service courant 2014. Il évaluera la flexibilité de la technologie PEM (1 MWé de puissance) dans un contexte urbain et de production d'énergie renouvelable intermittente. L'hydrogène sera injecté directement dans le réseau de distribution gazier. Si actuellement il est économiquement plus intéressant de se tourner vers l'alcalin pour les grosses puissances (1 à 2 MW), l'enjeu est aussi de mettre à l'épreuve cette technologie sur un fonctionnement variable et intermittent,

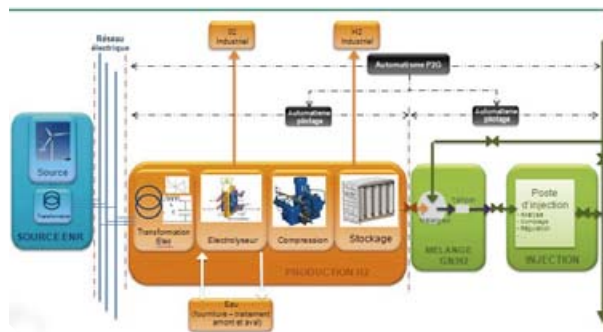




➤ **Présentation schématique du power-to-gas et de la méthanation.**  
 ➤ **Schéma fonctionnel d'un pilote d'injection d'hydrogène.**

et de pouvoir garantir la durée de vie des systèmes avec ce type de fonctionnement, car depuis toujours la technologie alcaline est utilisée en régime nominal de production. «Pour l'instant c'est la course au MW pour pouvoir répondre aux besoins du marché, remarque Aline Rastetter, ingénieur conseil du cabinet de consultants et d'experts Alpeha Hydrogène\*, mais certains acteurs commencent à développer des projets de 2 MW en PEM, qui est plus flexible et adaptée à un fonctionnement de courte durée.» Une autre possibilité de stockage de l'hydrogène a été expérimentée par E.ON, la technologie de McPhy Energy: «Avec le projet Hydor, nous avons testé le stockage solide (avec de l'hydrure de magnésium) en milieu industriel, détaille Pascal Laclergue, directeur power-to-gas chez E.ON. Une unité de stockage de 4 kg d'hydrogène a été adossée aux équipements de la tranche thermique au charbon de 600 MW de notre centrale Émile Huchet, en Lorraine. Nous avons observé les réactions de cette technologie face aux sollicitations liées à la production par électrolyse et face aux contraintes et exigences du côté des consommateurs d'hydrogène. Cela nous a permis d'étudier la performance et la flexibilité de l'outil.» Les résultats obtenus par l'énergéticien sont d'ailleurs très encourageants.

alliés incontournables au déploiement des EnR et pour sécuriser le réseau électrique, mais il reste des verrous à débloquer pour que la filière prenne une vraie ampleur. À commencer par la mise en place d'un cadre réglementaire, encore inexistant, et la définition de la valeur tarifaire du gaz produit: «Aucun prix n'est fixé aujourd'hui, mais ce gaz vert a pourtant une réelle valeur: d'une part à la sortie, par rapport au gaz naturel, mais aussi en amont. L'idée du power-to-gas est de se mettre au service du réseau électrique pour répondre à l'intermittence des EnR, il faut donc trouver un prix à ce service rendu», soutient Sylvain Lemelletier. Par ailleurs, il faut trouver des incitations tarifaires pour soutenir l'intérêt économique de la filière. Aline Rastetter identifie plusieurs pistes: «Différents leviers de développement sont étudiés, mais ils sont très contextuels. Ces mesures pourraient aider à la compétitivité de la molécule d'hydrogène ou de méthane sur le marché ciblé, par exemple en donnant un prix élevé pour l'injection dans le réseau gazier, afin de chercher une rentabilité système. On peut aussi envisager de jouer sur les taxes et de proposer une électricité moins chère pour alimenter l'électrolyse.» Le rapport parlementaire propose justement de défiscaliser intégralement la production d'hydrogène en détaxant l'électricité utilisée pour le produire. «Le rapport de l'OPECST, auquel E.ON a participé, va dans le sens des propositions que nous avons



faites aux auditeurs, notamment sur le sujet de la taxation, confirme Pascal Laclergue. Pour l'équilibre économique d'un projet power-to-gas il est important de soustraire la filière stockage à des taxes appliquées aux consommateurs d'électricité.» Il sera également nécessaire de voir les normes internationales, notamment européennes, évoluer et s'harmoniser pour la circulation des mélanges gazeux dans les réseaux transfrontaliers: «Ces sujets se discutent actuellement, confie Pascal Laclergue, et nous avons beaucoup d'attentes.» ●

Pauline Petitot

### Besoin de visibilité pour les industriels

L'hydrogène et le réseau de gaz s'imposent donc progressivement comme les

\* Alpeha Hydrogène, spécialisé dans le domaine hydrogène et piles à combustible, a récemment publié l'étude Power-to-gas, qui s'attache à définir le périmètre du P2G, dresse un état des lieux de la filière et s'intéresse aux contextes de développement de la filière dans différents pays. Pour commander le rapport: [www.alpeha.com](http://www.alpeha.com)

► Pour en savoir plus sur le rapport de l'OPECST: [www.assemblee-nationale.fr](http://www.assemblee-nationale.fr), rubrique "documents parlementaires", puis "rapport d'information".

# Une première à l'échelle industrielle

**Avec un premier démonstrateur à échelle industrielle, le stockage d'électricité sous forme d'hydrogène solide devient une réalité et offre plusieurs applications dans le secteur de l'énergie.**

Sur son site historique de la Motte-Fanjas (Drôme), McPhy Energy a mis au point le tout premier système industriel couplant un générateur d'hydrogène sur site à un stockage sous forme solide. Opérationnel depuis fin septembre 2013, le générateur, fonctionnant par électrolyse de l'eau et alimenté par 60 kW d'électricité, peut produire jusqu'à 12 Nm<sup>3</sup> par heure d'hydrogène qui sont ensuite stockés sous forme solide et à basse pression dans des pastilles d'hydrure de magnésium. Contenant en masse jusqu'à 7 % d'hydrogène, ces dernières absorbent ou délivrent le gaz à la demande. À une température donnée, si la pression d'équilibre est dépassée, le métal absorbe l'hydrogène pour former un hydrure métallique, et dans le cas contraire, une désorption du gaz se produit.

## Un stockage performant et durable

Ce stockage d'hydrogène à l'état solide offre plusieurs avantages, notamment un rendement élevé. « Cette technologie présente, en raison de la déperdition thermique, un rendement global proche de 90 %, alors que



la compression engendre une perte de 25 % d'énergie du gaz », souligne **Pascal Mauberger**, président du directoire de McPhy Energy. Les pastilles possèdent aussi une longue durée de vie

d'environ vingt ans, soit 8 000 cycles tout en gardant la même capacité de chargement. En outre, la société a développé, à partir de cette technologie, deux types différents de stockage : le HDS pour High density system et le HES pour High efficiency system. Utilisé par le démonstrateur, le premier est constitué d'un empilement de pastilles par cent dans des tubes en inox où la température avoisinante est maintenue à 340°C. Ce réservoir de 100 kg d'hydrogène a un contenu énergétique de 3,3 MWh et inaugure une gamme commerciale qui s'étendra à terme à 500 kg d'hydrogène stocké (16,5 MWh). De plus faible capacité (de 10 à 25 kg) mais de plus grande efficacité, le HES stocke la chaleur issue de l'hydrogénation pour pouvoir l'utiliser ensuite pendant la réaction de déshydrogénation grâce à la présence d'un matériau à changement de phase. Plusieurs modules HES adiabatiques peuvent par ailleurs être associés pour parvenir à la capacité recherchée.

## Stocker l'électricité des EnR sous forme d'hydrogène

Avec ce démonstrateur, McPhy Energy vise différentes applications, en premier lieu la

production d'hydrogène industriel. Cette solution remplace en effet les bouteilles et réservoirs d'hydrogène comprimé ou liquéfié par la production et le stockage sur site, permettant aux industriels de s'affranchir des problèmes logistiques d'approvisionnement. Cette technologie, notamment celle adiabatique (HES) qui est plus réactive, devrait également répondre à certaines problématiques du secteur de l'énergie. En stockant l'électricité sous forme d'hydrogène solide, elle pourrait lisser la courbe de production des énergies renouvelables (EnR). L'hydrogène stocké sera ensuite reconverti en électricité (via des piles à combustible) ou utilisé comme gaz pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. « Le concept "power to gas" est la seule façon de continuer à développer les EnR qui saturent les réseaux par leurs productions intermittentes », pointe Pascal Mauberger. Enfin, cette technologie peut participer au développement de la mobilité électrique décarbonée, en produisant et stockant directement l'hydrogène à partir d'EnR. Ainsi, la station Total de l'aéroport Schönefeld (Berlin) accueillera prochainement une unité (électrolyseur-HDS100) qui sera alimentée par de l'électricité d'origine éolienne. ●

Clément Cygler

© McPhy Energy



Pour aider le développement de cette gamme combinant électrolyse et stockage, McPhy Energy a acquis en décembre 2012 la société italienne Piel, qui propose des électrolyseurs jusqu'à 500 kW, et a repris en septembre 2013 l'activité générateur d'hydrogène de grande capacité (de 500 kW à plusieurs MW) à l'allemand Enertrag.

TRIBUNE

# Où vont les grands énergéticiens français ?

Quels ont été les mouvements stratégiques majeurs des énergéticiens au cours des derniers mois et années ? Olivier Cateura livre son analyse dans cette tribune, en pointant le virage vers l'efficacité énergétique.

« Dix ans déjà que le marché de l'énergie est en pleine restructuration. Dix ans que l'ensemble des clients professionnels en gaz et électricité devenaient "éligibles" à faire jouer la concurrence<sup>(1)</sup>. Dix ans que le monde des énergéticiens subit d'importantes ruptures concurrentielles avec l'arrivée de nouveaux acteurs locaux ou européens, technologiques avec l'essor des énergies renouvelables ou encore réglementaires avec l'accélération des pressions environnementales comme le CO<sub>2</sub> ou les CEE.

## S'adapter à un nouveau monde de l'énergie

Le paysage énergétique français et européen de 2014 vit une transformation radicale et celle-ci devrait encore s'accélérer. L'accident nucléaire de Fukushima (11 mars 2011) n'y est pas étranger, mais l'essor des gaz de schiste et la crise économique durable perturbent encore davantage les plans des grands énergéticiens. Les repères se perdent et les moyens manquent... Face à cet environnement stratégique dégradé et turbulent, les grands acteurs doivent réagir plus rapidement. Or le secteur de l'énergie est traditionnellement habitué à un "temps long". Très capitalistique et requérant une haute fiabilité, les investissements énergétiques (fermes éoliennes et solaires, centrales gaz ou nucléaires, barrages, etc.) se gèrent habituellement sur

plusieurs décennies. Ces instabilités réglementaires et concurrentielles bousculent la culture, les habitudes et les compétences de ces sociétés, désormais cotées en bourse et devenues plus exposées médiatiquement. Les grands énergéticiens français et européens (GDF Suez, EDF, Enel, Eni, E.On, RWE, Vattenfall, Alpiq, Iberdrola, etc.) restent donc souvent très fragilisés, en particulier sur leurs marchés domestiques. Doucement mais sûrement, la concurrence fait malgré tout son travail. En fin d'année dernière, selon la CRE<sup>(2)</sup>, plus de 8 % des sites clients électriques étaient passés chez des fournisseurs alternatifs, représentant 17 % des volumes. Pour le gaz, 14 % des sites clients et 37 % des volumes sont passés à la concurrence, et cela sans compter les clients qui ont renégocié leurs offres avec les fournisseurs historiques (14 % des volumes électriques et 27 % en gaz). Ainsi, à côté des grands opérateurs européens, de nouveaux entrants comme Direct Énergie ou Enercoop ont réussi à percer et à s'installer durablement dans le paysage concurrentiel. Cependant, face à des marges difficiles à défendre et des actifs industriels soumis à la volatilité économique et réglementaire, l'international reste un axe fort de développement pour les plus grands. En effet, les frontières des marchés domestiques nationaux s'effacent peu à peu dans un processus d'europanisation, voire d'internationalisation rapide, comme pour GDF Suez par exemple.



L'Amérique du Nord, la Thaïlande, le Brésil ou le Pérou sont des marchés particulièrement dynamiques pour l'opérateur franco-belge. EDF pour sa part poursuit son aventure chinoise tout en accélérant son développement dans le nucléaire au Royaume-Uni et dans le gaz en Italie. Les grands énergéticiens structurent ainsi des stratégies plus internationales, mais sélectives, sur des marchés plus dynamiques que le marché français. Nos voisins européens sont confrontés aux mêmes défis.

## À la recherche de nouveaux relais de croissance

La logique stratégique de ces mouvements est avant tout la recherche de nouveaux relais de croissance. Plus profondément, au-delà de la conquête de nouveaux marchés géographiques, c'est aujourd'hui l'impératif de nouvelles offres commerciales qui transforme la stratégie des grands énergéticiens. Concrètement, c'est bien la mise en œuvre d'un nouveau paradigme. Le modèle économique de la vente d'énergie sur un marché

→ Les énergéticiens doivent diversifier leur stratégie, tant en prenant pied à l'international (par exemple GDF Suez fait valoir son savoir-faire dans l'hydraulique au Brésil), qu'en adaptant leurs équipes aux nouvelles innovations (par exemple EDF Pulse).



domestique largement dominé doit donc se réinventer ! Dans un contexte d'obligation de lutte contre le changement climatique et de raréfaction des énergies fossiles, vendre plus d'électrons et de molécules de gaz reste schizophrénique. Il devient essentiel pour ces énergéticiens de passer d'une logique stratégique de "quantité" à celle de "qualité" et souvent de "produits" à celle de "solutions ou services". Ainsi, le marché des services d'efficacité énergétique est au cœur de ce nouveau paradigme. Un fournisseur d'électricité doit se muer en prestataire de performance énergétique ! Il s'agit là aussi d'une rupture stratégique majeure pour les opérateurs en place. Le développement de la marque Cofely au sein de GDF Suez, mais aussi l'intégration à venir cette année de Dalkia France au sein d'EDF répondent à cet impératif. CEE, CPE, SMÉ, les outils sont là... Il faut maintenant les intégrer, les valoriser et les placer au cœur des offres commerciales. Ce marché de l'efficacité énergétique n'est cependant pas un eldorado. Il va être encore plus concurrentiel du fait de frontières encore instables et d'acteurs en devenir. En effet, les innovations s'accroissent avec plusieurs contributeurs : le dynamisme des acteurs du monde des équipements (Schneider Electric, Siemens, ABB, Alstom, etc.), du bâtiment et de la construction (Bouygues Énergies & services, Vinci Énergie-Actemium, Eiffage Énergie), de l'IT et des solutions digitales (Atos, IBM,

Orange, CGI, etc.) ou encore de jeunes pousses innovantes, comme Actility, Grid Pocket, Ijenko, Qualiteo, TEEO, ou Vesta System... La maîtrise du "smart" (smart building, smart grids et smart cities) apparaît dès aujourd'hui comme le vecteur de transformation du secteur. L'innovation et la culture du changement sont donc à tous les étages. Les politiques internes en ce sens se multiplient (communications, formations, missions "open innovation", etc.). La nouvelle campagne «EDF Pulse – donnons l'impulsion au progrès» va

## Le fournisseur d'électricité doit se muer en prestataire de performance énergétique

clairement dans cette direction. Cependant une innovation, c'est d'abord un nouveau produit ou service qui trouve ses clients et un marché ! L'innovation ne doit donc pas seulement être poussée par la technologie (*techno push*) mais aussi tirée par les nouveaux comportements et usages (*market pull*). Les innovations sociales et organisationnelles émergent rapidement (coopératives de consommateurs, fonds d'investissement socialement responsables, économie circulaire, sociale et solidaire, autonomie énergétique des bâtiments...). Il faut faire avec ces clients innovants ("lead users" et "early adopters") et s'associer à ces nouveaux consommateurs et citoyens engagés.

Le local et le territoire reprennent une place essentielle, après des décennies de centralisation et d'intégration. Les énergies renouvelables sont d'abord des énergies locales et déconcentrées. Ainsi, par exemple, la région Rhône-Alpes a lancé il y a quelques semaines avec plusieurs acteurs locaux, un fonds d'investissement pour stimuler les projets d'énergies renouvelables ("OSER les EnR"). À son niveau, EDF poursuit la mise en route de ses agences "Une rivière, un territoire" dans les vallées concernées par l'hydro-électricité. L'analyse de Jeremy Rifkin fait ainsi écho à cette démarche où énergies renouvelables et nouvelles technologies de l'information changent les marchés et notre vision du futur. À l'instar de la région Nord-Pas-de-Calais, beaucoup rêvent de cette "Troisième révolution industrielle". L'avenir se prépare aujourd'hui. Plus de 10 ans après le grand débat sur l'énergie de 2003, le chemin reste donc semé d'embûches. 2014 devra être une nouvelle grande année pour le secteur de l'énergie. La France est riche de grands énergéticiens. Qu'ils rayonnent et ouvrent la voie ! ●

Olivier Cateura, professeur de management stratégique à Grenoble École de management. Spécialiste du secteur de l'énergie, il est directeur du master spécialisé (MS) en management & marketing de l'énergie ([www.grenoble-em.com/msenergie](http://www.grenoble-em.com/msenergie)).

(1) Les plus grands consommateurs l'étaient depuis 2000

(2) Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel (données au 30 septembre 2013), [www.cre.fr](http://www.cre.fr)

## AVIS D'ATTRIBUTION DE MARCHÉ

## SECTION I : POUVOIR ADJUDICATEUR

**I.1) NOM, ADRESSES ET POINT(S) DE CONTACT :**

Commune de Bayonne, hôtel de Ville 1 avenue du Maréchal Leclerc, Contact: direction générale des services techniques. À l'attention de M. Wittenberg Marc, à l'attention de M. Grenet Jean, Maire, F-64100 Bayonne. Tél. (+33) 5 59 46 61 80. E-mail: dgst@bayonne.fr. Fax (+33) 5 59 59 30 91.  
**Adresse générale du pouvoir adjudicateur:** <http://www.bayonne.fr>.  
**Adresse du profil d'acheteur (URL):** <http://www.bayonne.fr>.

**I.2) TYPE DE POUVOIR ADJUDICATEUR :** Autre: commune.

**I.3) ACTIVITÉ PRINCIPALE :** Autre: Énergie.

**I.4) ATTRIBUTION DE MARCHÉ POUR LE COMPTE D'AUTRES POUVOIRS**

**ADJUDICATEURS :** Le pouvoir adjudicateur agit pour le compte d'autres pouvoirs adjudicateurs: non.

## SECTION II : OBJET DU MARCHÉ

**II.1) DESCRIPTION**

**II.1.1) Intitulé attribué au marché:** délégation de service public en vue de la création et de l'exploitation d'un réseau de chaleur pour la distribution d'énergie calorifique de la ville de Bayonne, alimentée par une chaufferie bois.

**II.1.2) Type de marché et lieu d'exécution, de livraison ou de prestation :**  
Travaux.

Conception et exécution.

Lieu principal d'exécution des travaux, de livraison des fournitures ou de prestation des services: territoire de la ville de Bayonne, 64100 Bayonne.

Code NUTS FR615.

**II.1.3) Information sur l'accord-cadre ou le système d'acquisition dynamique:****II.1.4) Description succincte du marché ou de l'acquisition/des acquisitions:**

délégation de service public de type concessif régie par les articles L. 1411-1 et suivants du CGCT. Le délégataire sera rémunéré substantiellement par les ressources tirées de l'exploitation du service public du réseau de chaleur, objet du présent avis.

Le délégataire assurera à ses risques et périls les missions suivantes:

- la conception, le financement et la construction de l'ensemble des travaux de premier établissement;
- la recherche de subventions, le montage des dossiers de subvention et l'obtention des autorisations administratives requises (notamment dépôt du dossier d'icpe);
- l'exploitation, l'entretien, la maintenance et le renouvellement des installations réalisées;
- la gestion de l'approvisionnement en combustible;
- la recherche d'usagers;
- la fourniture et la distribution de l'énergie de chaleur eau chaude aux usagers;
- la gestion des relations contractuelles avec les abonnés;
- la perception des redevances auprès des abonnés.

La durée de la convention de délégation de service public sera de 24 ans compte tenu de la durée d'amortissement prévisible des nouvelles installations à construire.

**II.1.5) Classification CPV (vocabulaire commun pour les marchés publics):**

09323000, 42515000, 45232140, 45232220, 45251250.

**II.1.6) Information concernant l'accord sur les marchés publics (AMP):**

Marché couvert par l'accord sur les marchés publics (AMP): Oui

**II.2) VALEUR TOTALE FINALE DU OU DES MARCHÉ(S)**

**II.2.1) Valeur totale finale du ou des marché(s):** Valeur: 32 000 000 euros. Hors TVA.

## SECTION IV : PROCEDURE

**IV.1) TYPE DE PROCÉDURE**

**IV.1.1) Type de procédure:** Restreint.

**IV.2) CRITÈRES D'ATTRIBUTION**

**IV.2.1) Critères d'attribution:**

**IV.2.2) Enchère électronique:**

**IV.3) RENSEIGNEMENTS D'ORDRE ADMINISTRATIF**

**IV.3.1) Numéro de référence attribué au dossier par le pouvoir adjudicateur:** 12DAGDSPCHAUFF.

**IV.3.2) Publication(s) antérieure(s) concernant le même marché:**

## SECTION V : ATTRIBUTION DU MARCHÉ

**V.1) DATE D'ATTRIBUTION DU MARCHÉ:**

**V.2) INFORMATIONS SUR LES OFFRES :** Nombre d'offres reçues: 2

**V.3) NOM ET ADRESSE DE L'OPÉRATEUR ÉCONOMIQUE AUQUEL LE MARCHÉ A ÉTÉ ATTRIBUÉ:**

Groupement DALKIA France / SVD41, 37 avenue du Maréchal de Lattre de Tassigny, F-59350 Saint-Andre-les-Lille. Adresse internet: <http://www.dalkia.fr>.

**V.4) INFORMATIONS SUR LE MONTANT DU MARCHÉ:**

Valeur totale finale du marché: Valeur: 32 000 000 euros. Hors TVA.

**V.5) INFORMATION SUR LA SOUS-TRAITANCE:**

## SECTION VI : RENSEIGNEMENTS COMPLEMENTAIRES

**VI.1) INFORMATION SUR LES FONDS DE L'UNION EUROPENNE :**

Le marché s'inscrit dans un projet/programme financé par des fonds de l'Union européenne: non.

**VI.2) INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES:**

1) Le présent avis est un avis d'attribution au sens de l'article R. 1411-2-2 du Code général des collectivités territoriales.

2) Textes en application duquel la convention est conclue:

Articles L. 1411-1 et suivants et R. 1411-1 et suivants du Code général des collectivités territoriales. Articles L. 2125-1 et L. 2125-3 du cgppp

3) Le contrat de délégation de service public a été signé le mercredi 15 Janvier 2014.

4) Service auprès duquel la convention peut être obtenue ou consultée (dans le respect des secrets protégés par la loi): Direction Générale des Services Techniques: du lundi au vendredi de 09h00 à 12h00 et de 13h30 à 17h00. Adresse mentionnée en section 1.

5) Objet de la délégation: travaux et exploitation du réseau de chaleur

6) Domaine de la délégation: Énergie

7) Informations sur le montant prévisionnel total de la convention (montant prévisionnel de l'ensemble des sommes à percevoir par le délégataire, qu'elles soient liées ou non au résultat de l'exploitation du service, et quelle que soit leur origine): Montant hors (H.T.): 32 000 000 euros.

8) Durée de la convention: 24 ans

9) Critères d'attribution:

- **Critère A - intérêt économique de l'offre: 12 %**
    - Qualité et cohérence de l'évaluation financière du projet et des conditions de réalisation du programme d'investissement: 3 %
    - Cohérence et fiabilité des hypothèses prises pour l'élaboration du compte d'exploitation prévisionnel: 3 %
    - Montant et cohérence des affectations liées au poste de Gros Entretien Renouvellement des installations: 3 %
    - Niveau des redevances versées au Délégant: 3 %
  - **Critère B - pertinence de la tarification proposée aux abonnés: 20 %**
    - Conditions tarifaires aux abonnés: coût et cohérence du R1 et du R2 (optimisation des prix vis-à-vis de la durée de la délégation): 10 %
    - Garanties offertes sur la maîtrise des conditions tarifaires (conditions d'indexation et d'évolution des tarifs applicables aux abonnés du réseau: 10 %
  - **Critère C - qualité du projet architectural et technique proposé: 28 %**
    - Qualité et caractère évolutif de la solution technique produite dans l'offre: 8 %
    - Qualité du planning de réalisation des travaux: 5 %
    - Qualité des choix architecturaux (implantation des équipements, fonctionnalité, volumétrie,...): 12 %
    - Aspect pédagogique: 3 %
  - **Critère D - développement du service: 10 %**
    - Pertinence du programme de développement (identification des prospects, surfaces raccordées ou volumes de chaleur, rythme des raccordements, hypothèses prises en compte...): 5 %
    - Engagements liés à la réalisation du programme de développement: 5 %
  - **Critère E - démarche éco-responsable envisagée et valeur environnementale de l'offre: 10 %**
    - Impact environnemental global du projet: 3 %
    - Niveau de valorisation des énergies renouvelables et valeur de l'engagement lié: 2 %
    - Engagements quant aux émissions de polluants (poussières, oxydes d'azote, oxydes de soufre...) par rapport aux limites fixées par les réglementations actuelles, mais aussi en anticipation des nouvelles exigences à venir: 2 %
    - Garanties offertes par le plan d'approvisionnement biomasse: 3 %
  - **Critère F: Niveau des engagements juridiques: 20 %**
    - Propositions contractuelles visant à améliorer la définition des engagements pris par le candidat: 5 %
    - Acceptation par les candidats du projet de contrat et de ses annexes: 15 %
- 10) Référence de TED avis initial: 2012/s 179-294447 - annonce diffusée le 18 septembre 2012.  
**Date d'envoi du présent avis au JOUE et au BOAMP:** 21 janvier 2014.  
 Références de l'avis initial paru au BOAMP  
 Parution n°: 180 A, annonce no 140 du 18 septembre 2012.  
 Parution n°: 180 B, annonce no 214 du 18 septembre 2012.

**VI.3) PROCÉDURES DE RECOURS****VI.3.1) Instance chargée des procédures de recours:**

Tribunal administratif de pau, villa Noulibos - 50 cours Lyautey, F-64010 Pau. E-mail: greffe.ta-pau@juradm.fr. Tél. (+33) 5 59 84 94 40. Adresse internet: <http://www.pau.tribunal-administratif.fr>. Fax (+33) 5 59 02 49 93.

**VI.3.2) Introduction des recours:**

Précisions concernant les délais d'introduction des recours: référé contractuel: L. 551-15 du code de justice administrative: délai d'introduction des recours: la juridiction peut être saisie au plus tard le trente et unième jour suivant la publication du présent avis (art. R.551-7 du code de justice administrative).

Recours de plein contentieux: deux mois à compter de la publication de la décision d'attribution.

**VI.3.3) Service auprès duquel des renseignements peuvent être obtenus concernant l'introduction des recours:**

**VI.4) DATE D'ENVOI DU PRÉSENT AVIS:** 21 janvier 2014.

*Cette page vous donne la liste des fournisseurs classés par matériels, produits et services.*

Pour être répertorié, s'adresser à :  
**Olivier Taulier - Eureka Industries**  
 130 avenue Foch, 94100 St-Maur-des-Fossés  
 Tél. 01 43 97 48 71  
 email: [otaulier@eurekaindus.fr](mailto:otaulier@eurekaindus.fr)

Tarifs : 850 € H.T. / an par module de 5 cm de haut. Autres tailles : nous consulter.

## AUTOPRODUCTION ET COGÉNÉRATION

# Clarke Energy

Ingénierie - Installation - Maintenance

**Du gaz à l'Energie.  
 Discutez avec les experts.**

Moteurs à gaz GE Energy  
 Cogénération et trigénération  
 Biogaz et gaz de décharge  
 Solutions clés en main



Clarke Energy France  
 Z.A. de la Malle, RD 6,  
 Bouc Bel Air 13320,  
 France  
 Tél: +33 (0)4 4290 7575  
 Fax: +33 (0)4 4290 7576  
[france@clarke-energy.com](mailto:france@clarke-energy.com)  
[www.clarke-energy.com](http://www.clarke-energy.com)



**MODULES ET CENTRALES  
 DE COGENERATION A  
 GAZ NATUREL ET BIOGAZ  
 PUISSANCES UNITAIRES  
 116 A 2145 KWE**

MTU France SAS  
 261, Chaussée Jules César / F-95250 Beauchamp  
 Tél: +33(0)1 34 18 60 60 / Fax: +33(0)1 34 18 60 61  
[www.mtu-online.fr](http://www.mtu-online.fr)

Modules de cogénération au gaz et à l'huile végétale

Gamme de puissances :  
 - 7,5 à 402 kW électriques  
 - 20,5 à 563 kW thermiques

AGENT EXCLUSIF POUR LA FRANCE : INNOV-ENERGIES

INNOV-ENERGIES / COGEBIO  
 Route de Loyers - 01360 Loyettes  
[www.innov-energies.fr](http://www.innov-energies.fr)  
[info@innov-energies.fr](mailto:info@innov-energies.fr)  
 Tél. : 04 37 44 20 03 - Fax : 04 37 44 18 26

## Turbines à gaz

# Turbomach

*A Caterpillar Company*

**TURBOMACH FRANCE**

11 RUE DE LA MARE À TISIER  
 91280 SAINT-PIERRE-DU-PERRAY  
 TÉL. 01 69 89 00 00  
 FAX 01 69 89 00 11  
<http://turbomach.cat.com>

## Turbines à vapeur

**MAN Diesel & Turbo**



**MAN Diesel & Turbo France SAS**

Bât. Le Ronsard Paris Nord 2  
 22 Avenue des Nations  
 CS 84013 Villepinte  
 95931 Roissy Ch de Gaulle Cedex - France  
 Tél. +33 6 33 37 59 98  
 Fax +33 1 48 17 63 48

Contact : Pascale Aubert  
[pascale.aubert@man.eu](mailto:pascale.aubert@man.eu)  
[www.mandieselturbo.com](http://www.mandieselturbo.com)

## BRÛLEURS



Brûleur biomasse hybride GASCLEAN

Bi-combustible biomasse combustible fossile (fioul, gaz naturel, GPL)

Pour chaudière, four ou séchoir

Gamme : 400 à 5000kW

Tél : 04 37 44 20 03 - Mail : [info@cogebio.com](mailto:info@cogebio.com)  
 Plus d'informations : [www.cogebio.com](http://www.cogebio.com)



## CHAUDIÈRES

*À bois et à biomasse*

**COMPTE R.  
 CHAUDIÈRES BIOMASSE**



Z.I. de Vaureil - 63220 ARLANC  
 Tél. : 04 73 95 01 91 - Fax : 04 73 95 15 36  
[www.compte-r.com](http://www.compte-r.com)

## ÉNERGIES RENOUVELABLES

*Méthanisation  
 et Valorisation du biogaz*

Pro2 Environnement SARL [www.pro2.com](http://www.pro2.com)



Mouvement Performance Succès

**Stations de cogénération**

**Compresseurs**

**Torchères**

Biogaz

Gaz de décharge

Gaz d'épuration

Gaz naturel

Tél. 04 75 47 36 60 Fax 04 75 02 81 99  
[courriel: info@pro2.com](mailto:courriel:info@pro2.com)



**Qualité  
Fiabilité  
Robustesse**

- Analyseurs biogaz portables et fixes pour la surveillance et le contrôle de déchetteries, digesteurs anaérobiques et transformation des déchets en énergie
- Sondes piézométriques Dipmeter



Tél. 01 47 95 99 90  
bio@es-france.com  
www.es-france.com



### Distributeur France

**Distributeur France de Landia**  
(pompage, broyage, hygiénisation, agitation).

Tél. 02 40 09 70 09  
Fax 02 40 09 70 02

80 Impasse Félix Amiot - 44150 ANCENIS

accueil@atlantiqueindustrie.fr  
**www.atlantiqueindustrie.fr**



Toutes assurances pour le Biogaz et les EnR

- RC bureau d'étude
- RC Décennale Génie Civil
- Dommages Ouvrage
- Tous risques chantier
- Dommages exploitation
- RC exploitant
- Garantie emprunteur, etc. ...

3C rue de la Désirée  
17000 LA ROCHELLE  
05 46 34 89 65

info@capouest-assurances.com  
www.capouest-assurances.com



### SPÉCIALISTE DU RÉSERVOIR MÉTALLIQUE BOULONNÉ

(Digesteur, Post-digesteur, Stockage de digestat, STEP, Réserve incendie)



- Technologie pérenne
- Prix compétitif
- Mise en œuvre rapide
- 25 ans de savoir-faire

### APRO INDUSTRIE

1 av. Louison Bobet ZA des Marais 94120 Fontenay-sous-Bois  
Tél. +33 (0)1 41 79 61 20 • info@aproindustrie.com

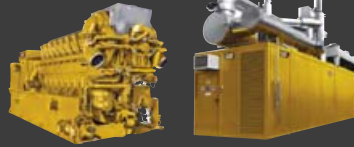
[www.aproindustrie.com](http://www.aproindustrie.com)



## Produire mieux et plus

Solutions énergétiques biogaz & cogénération

Groupes électrogènes GAZ Caterpillar  
de 130 kWe à 4,3 MWe



### Un réseau national de distribution et de services

Siège social - Rue de Longpont - BP 10202 - 91311 Monthéry  
Tél. : +33(0) 1 69 80 21 00 - Fax : +33(0) 1 69 80 21 50  
gazbiogaz@eneria.com - [www.eneria.com](http://www.eneria.com)

## FORMATIONS

### Formations ATEX

Pensez à **EUREKA Industries** :

- sensibilisations ATEX par le jeu,
- certifications ISM-ATEX,
- formations pratiques à la réparation des équipements ATEX

[www.eurekaindus.fr](http://www.eurekaindus.fr)

## LUBRIFICATION



### Producteur-raffineur et spécialiste des lubrifiants

- Huiles pour moteurs gaz et diesel approuvées et recommandées par les motoristes
- Suivi des performances par analyses: résultats sous 72 heures
- Engineering: expertise des performances par des spécialistes
- Logistiques vrac: distribution mesurée

Contact: Yves Brun  
P.: + 33 (0)6 85 91 59 20  
brun@q8.com  
Service client: 00 800 786 457 35  
[www.q8oils.fr](http://www.q8oils.fr)



### Offrez le meilleur à vos moteurs!

Kuwait Petroleum International Lubricants

## MESURES



- Fourniture d'équipements de mesure (Débitmétrie, Niveau, CND, Interface)
- Campagne de mesure
- Audit énergétique

ENGINEERING MESURES  
42-46 rue du 8 mai 1945  
93380 Pierrefitte sur Seine  
Tél. : 01 42 35 33 33 - Fax : 01 42 35 04 98  
Contact : David COHEN  
info@mesure.com - [www.mesure.com](http://www.mesure.com)



## PRODUCTION D'ÉNERGIE



DEPUIS 1993

MAITRISE D'ŒUVRE  
ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE

### Production /distribution d'énergie électrique

Moteurs diesel et gaz / DeNox  
Turbines à gaz et à vapeur / ORC  
Electricité HT/BT

### Production /distribution d'énergie thermique

Tous fluides /Tous combustibles  
Calculs de flexibilité  
Modélisation hydraulique  
Optimisation énergétique

Le Britannia- Bât.A -20 Bd E. Déruelle- 69003 LYON  
Tél. : 04 72 84 72 60 - email : [be@thel-etb.fr](mailto:be@thel-etb.fr)



EXPO **BIOGAZ**



**3-5 JUIN 2014**  
**PARIS EXPO**  
PORTE DE VERSAILLES  
FRANCE

[www.expo-biogaz.com](http://www.expo-biogaz.com)



# Le salon de toute la filière **BIOGAZ** à Paris !

- 4 secteurs :
  - Biométhane : injection & GNV/GNL
  - Petite méthanisation & cogénération
  - Installations clé en main
  - Services : analyses, sécurité
- Tous les marchés de la méthanisation
- Les Journées Techniques Nationales du Biogaz

**100** exposants - **5 000** visiteurs attendus

### POUR EXPOSER

Gabriel FAYSSE - Tél. +33 (0)4 78 176 320  
[gabriel.faysse@gl-events.com](mailto:gabriel.faysse@gl-events.com)



RCS Lyon 380 352 976 - Document non contractuel - Crédits photos : B. Michou - F. Adala D. Vernier - A. Poucha - E. Rull

