

Sommaire

Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2011

1. Décarboner l'énergie en France : pour le climat, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité
2. Maîtriser la demande en énergie : l'efficacité énergétique avant tout
3. Soutenir la production d'énergies décarbonées : compétitivité des technologies et modalités de soutien public
4. Développer et déployer les technologies de demain : le soutien à la R&D pour les énergies décarbonées

La production d'énergies décarbonées en 2011

5. Biocarburants
6. Biomasse énergie
7. Eolien
8. Energie marines renouvelables
9. Géothermie
10. Hydroélectricité
11. Nucléaire
12. Photovoltaïque et solaire thermodynamique

Mieux utiliser l'énergie en 2011 : stocker, distribuer, gérer

13. Captage stockage du CO2 et sa valorisation
14. Hydrogène et piles à combustible
15. Réseau électrique intelligent (smart grid)
16. Stockage de l'énergie
17. Véhicule décarboné

1 – Décarboner l'énergie en France : pour le climat, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité

La France doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et respectueuse de l'environnement. Ainsi, la politique énergétique française doit conjuguer la nécessité d'assurer la sécurité de notre approvisionnement, la maîtrise de l'évolution des prix de l'énergie et la limitation de son impact sur l'environnement, notamment en matière d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Le développement des énergies décarbonées et notamment le soutien aux nouvelles technologies de l'énergie (NTE) sont au cœur de cette transition énergétique et constituent également une opportunité à saisir pour l'emploi et la compétitivité de l'industrie française.

Pourquoi soutenir le développement des énergies décarbonées ?

La durabilité des filières et la lutte contre le changement climatique

La production et la consommation d'énergie doivent être respectueuses de l'environnement tout au long de leur cycle (extraction, transformation, transport, utilisation, recyclage, etc.). Ainsi des impacts environnementaux de différente nature doivent être pris en compte dans le développement de notre politique énergétique : les émissions de gaz à effet de serre, mais aussi les émissions de polluants atmosphériques, la gestion des déchets, les impacts paysagers, etc. Ces différents aspects sont développés dans chacune des fiches thématiques.

Le point de vue adopté par cette publication conduit à faire un zoom sur les aspects climatiques, car c'est un des enjeux les plus prégnants. En effet, la concentration croissante de gaz à effet de serre dans l'atmosphère devrait engendrer une augmentation de la température moyenne mondiale d'environ 0,2°C par décennie dans les 20 prochaines années.

En l'absence d'intervention, celle-ci pourrait atteindre entre 1,3 et 1,7°C d'ici 2050 et entre 1,8 et 4°C d'ici 2100 par rapport au niveau moyen de la période 1980 – 1999 (GIEC, 2007). De plus, le réchauffement devrait entraîner une augmentation du niveau de la mer, entre 18 et 59 cm d'ici 2100 qui sera due d'une part, à la dilatation thermique des océans et, d'autre part, à la fonte des glaciers, calotte glaciaire et nappes glaciaires terrestres.

Le coût des dommages des effets du changement climatique implique une réduction mondiale des émissions de gaz à effet de serre si on souhaite en limiter l'ampleur. Or les dernières analyses des scientifiques montrent que la croissance des émissions suit pour le moment la trajectoire la plus pessimiste des scénarios du GIEC. Pour limiter l'augmentation de la température mondiale moyenne à 2°C par rapport aux niveaux de l'époque préindustrielle, il faudrait stabiliser la concentration de CO₂ à 450 ppmv CO₂eq. Cela implique de diviser par deux les émissions de GES au niveau mondial. Une fois cet effort défini, il convient de le répartir. L'Union européenne propose que les pays développés divisent par quatre leurs émissions. La France a fait sien cet objectif

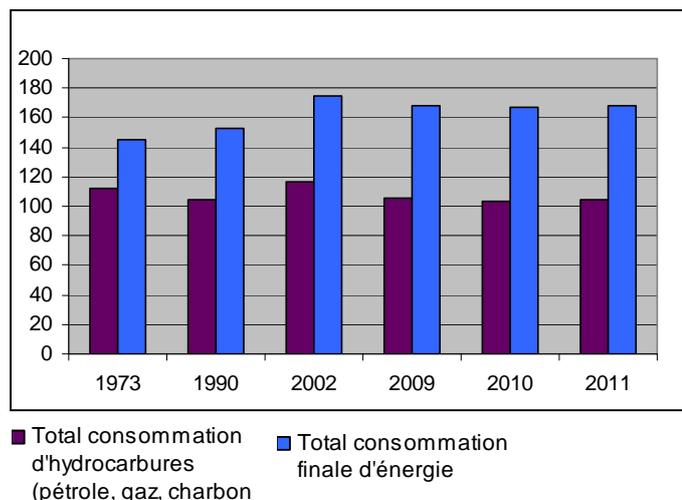
Les engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre ne pourront être atteints en France comme au niveau européen ou mondial que grâce à un développement et à un déploiement rapide des nouvelles technologies de l'énergie, tant pour la production d'énergie (énergies renouvelables) que pour une meilleure maîtrise des usages (réseaux intelligents, véhicule décarboné, etc).

La sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique

Actuellement, La France a des besoins très importants d'hydrocarbures : c'est près de 65 % de la consommation énergétique, cela représente 4,3 litres de produits pétroliers par jour et par habitant, soit 272 millions de litres par jour. La France est dépendante à 99 % des importations pour sa consommation de pétrole et 98 % pour sa consommation de gaz.

La facture pétrolière et gazière s'élève à 11,5 milliards d'euros d'importations en 2011 pour le gaz naturel et 50 milliards d'euros d'importations en 2011 pour le pétrole.

Figure 1 : part des hydrocarbures dans la consommation d'énergie finale en France
(source SoES)



Les besoins mondiaux en énergie devraient connaître une forte augmentation sous-tendus par deux dynamiques : la croissance de la population et celle de l'économie. Ainsi, selon le World energy outlook de l'AIE de 2011, la hausse de la demande énergétique serait de 40% sur la période 2009-2035 dans un scénario tenant compte des engagements politiques annoncés à Cancun et même de 51% dans le scénario tendanciel. Pour se prémunir face au risque de nouvelles tensions sur l'offre d'énergie, les pays doivent aujourd'hui faire face à des enjeux d'investissements massifs dans de nouvelles infrastructures énergétiques, qu'il s'agisse de production, de transport, ou d'efficacité énergétique.

Si les combustibles fossiles conservent une place centrale dans tous les scénarios, les différentes sources d'énergie sont complémentaires et seront toutes nécessaires, à l'avenir, pour répondre à la demande énergétique. Elles ne peuvent obéir à des logiques de développement séparées mais doivent au contraire faire l'objet d'une stratégie énergétique globale.

Un levier de croissance et un potentiel fort pour l'emploi et l'industrie

Les différentes filières des énergies décarbonées portent un potentiel de croissance économique fort. Si l'estimation de leur impact futur sur la croissance et l'emploi est méthodologiquement complexe, leur dynamisme est néanmoins avéré et le soutien à ces filières est un pari pour la compétitivité de la France. Les énergies renouvelables représentent ainsi en 2010 17 % de la

production et 14% des emplois des éco-activités, dont la dynamique est portée en partie par la dynamique des énergies renouvelables (ENR) : +15,6 % d'évolution des emplois directs ENR en moyenne annuelle 2004-2010.

Investir aujourd'hui dans les nouvelles technologies de l'énergie c'est aussi faire le pari que les filières industrielles qui sont les soutiennent sont de nouveaux relais pour la croissance française. Cela nécessite une articulation fine entre soutien aujourd'hui pour le déploiement de ces technologies (fiche 3), préparation de l'avenir (fiche 4) et accompagnement au cas par cas de chacune des filières concernées (fiches 5 à 17).

Les énergies décarbonées, qu'est ce que c'est ?

Les énergies décarbonées permettent de réduire nos émissions gaz à effet de serre et notre dépendance aux énergies fossiles. Elles sont de deux types, électriques ou non électriques (biocarburant dans les transports, production de chaleur). On distingue par ailleurs les filières historiques (nucléaire, hydraulique, bois énergie), et les filières en développement, que l'on nomme les nouvelles technologies de l'énergie (NTE).

Les filières industrielles des NTE sur lesquelles se concentre l'action de la direction générale de l'énergie et du climat se divisent en deux types :

- les filières productrices d'énergies renouvelables : éolien terrestre et off-shore, solaire, biomasse énergie, biocarburants, énergies marines, géothermie
 - les filières permettant une optimisation de la gestion de l'énergie : réseaux électriques intelligents, stockage de l'énergie, hydrogène et piles à combustibles, efficacité énergétique et optimisation des procédés industriels
- Enfin, une dernière filière joue un rôle clé pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le captage et stockage du carbone (CSC).

Une bonne appréhension des enjeux nécessite par ailleurs de distinguer les filières qui ont aujourd'hui un déploiement commercial à grande échelle (éolien, solaire, biomasse énergie, biocarburants, géothermie pompes à chaleur) des autres, qui en sont encore au stade de la démonstration ou dont le déploiement est limité.

Une dernière caractéristique des filières industrielles des énergies décarbonées est leur

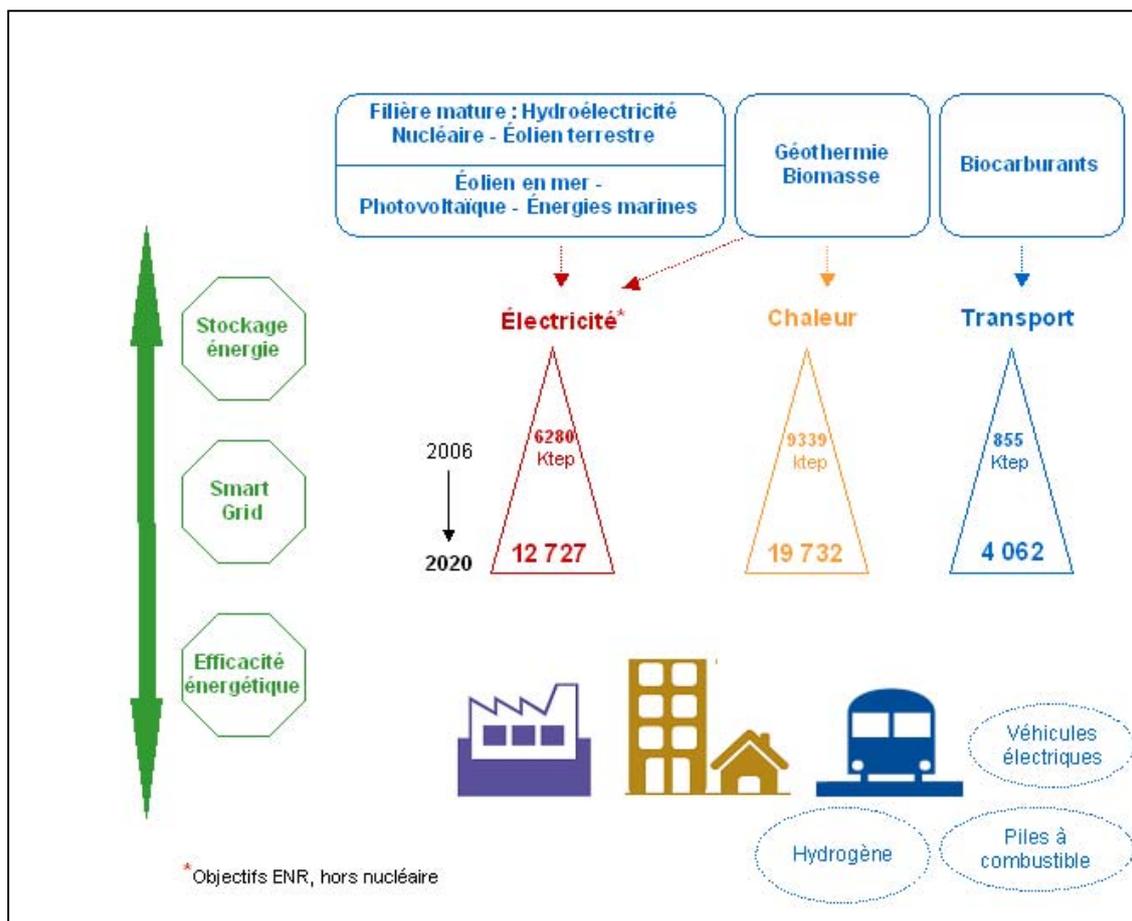
grande diversité : diversité des acteurs comme des diversités des logiques industrielles et des verrous à leur déploiement. Le graphique ci-après montre l'intégration des différentes filières décrites dans ce rapport dans le système énergétique global.

Les entreprises des NTE peuvent être des start ups innovantes issues de laboratoires de recherche comme des grands groupes énergéticiens en quête de nouveaux marchés. Elles s'appuient sur des métiers et des compétences scientifiques issues de disciplines scientifiques multiples, dont les

verrous sont de nature différente : les enjeux techniques derrière les éoliennes off-shore sont avant tout des enjeux d'infrastructure, fortement capitalistique, alors que le développement des biocarburants avancés se fait par la biotechnologie, avec des cycles temporels beaucoup plus longs.

Enfin, les technologies, coûts, rentabilités et chaînes de valeur de chacune des filières NTE sont en évolution constante, dans un contexte mondialisé, ce qui nécessite une veille permanente et une approche dynamique.

Figure 2 : positionnement des principales filières énergies décarbonées dans le système énergétique français et objectif d'évolution de leur part dans le mix énergétique en France

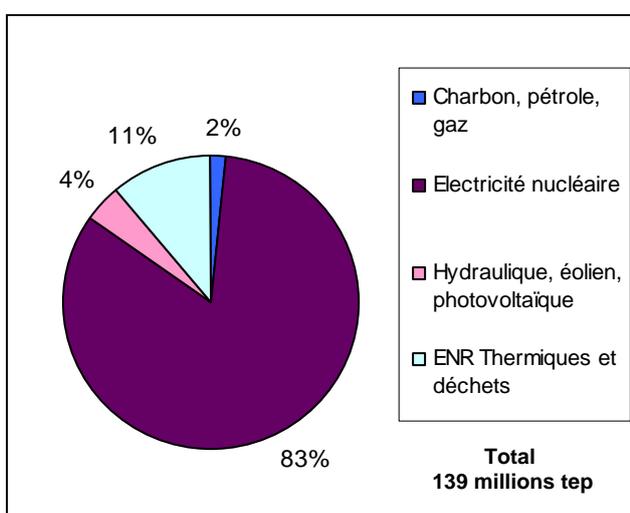


Les énergies renouvelables encore minoritaires dans la production d'énergie

Les énergies renouvelables restent aujourd'hui minoritaires dans la consommation et la production d'énergie en France.

En 2011, la production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables (électriques et thermiques) s'élève à 19.5 Mtep. Le bois-énergie en représente 46 %, l'hydraulique 20 %, les biocarburants 10 %, les pompes à chaleur 7 %. Les autres filières totalisent les 17 % restants.

Figure 3 : Production d'énergie primaire en 2011 (Mtep) – source SoES



Des objectifs de développement ambitieux à l'horizon 2020

Réduire la dépendance aux hydrocarbures nécessite de développer des nouvelles technologies de production et d'usages de l'énergie. L'ensemble des technologies doivent être mobilisées avec des objectifs plus ou moins contraignants et des outils de soutiens adaptés (fiches 2 et 3).

La France s'est fixé des objectifs ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de maîtrise de la consommation : réduire, d'ici 2020, de plus de 23% nos émissions par rapport au niveau de 1990 et améliorer l'efficacité énergétique de 17%. En matière de développement des énergies renouvelables, la France va porter à 23% en 2020 la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie.

L'objectif de 23 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 est décliné par filière : chaleur

(33%), électricité (27%) et transports (10.5%). L'électricité ne représente donc qu'un tiers du challenge, la moitié de l'objectif est dans la chaleur. Pour la chaleur, c'est la filière biomasse qui contribue le plus à atteindre l'objectif avec une production de 16 455 ktep en 2020. Pour l'électricité, ce sont les filières de l'éolien et de l'hydraulique qui contribuent le plus à atteindre l'objectif avec une production respective de 4 978 ktep et 5 540 ktep.

Contributeurs :

Daniel Delalande, Soraya Thabet, Pauline Morin.

3 – Soutenir la production d'énergie décarbonée : compétitivité des technologies et modalités de soutien public

Les énergies renouvelables n'ont pas eu le même soutien historique que les énergies fossiles ou que le nucléaire. Elles sont de ce fait moins matures que les précédentes.

Leur développement justifie une intervention de l'Etat soit en amont dans le domaine de la recherche et développement, soit en phase d'industrialisation en soutien à la demande et au déploiement commercial (par exemple par le biais de tarifs de rachats ou d'appels d'offres).

Le choix entre les différents outils de soutien dépend de la maturité technologique, de la compétitivité et des retombées en termes de valeur ajoutée en France et en Europe, au regard des caractéristiques de la chaîne de valeur de chaque énergie et de nos avantages comparatifs.

Les EnR ne sont pas toutes compétitives dans l'état actuel du marché

Le degré de maturité est spécifique à chaque technologie

Une technologie n'est pas figée. Elle fait l'objet de recherches permanentes à sa conception ou lors de son déploiement industriel. Avant d'arriver à maturité, son processus de développement peut durer plusieurs dizaines d'années, depuis la recherche en laboratoire pour la conception d'un produit innovant et performant à la production industrielle permettant la réduction de coûts par effet d'échelle, en passant par le développement de pilotes de recherche, de démonstrateurs et par les débuts de la commercialisation.

Ce processus de maturation vise à l'optimisation technique, économique et industrielle de la technologie développée, dans une perspective de maximisation des performances et de minimisation des coûts. Il perdure au-delà de la première production industrielle. Par ailleurs, à chaque étape du développement, les recherches peuvent permettre des ruptures conduisant à l'émergence de nouvelles technologies.

On considèrera qu'une technologie est mature lorsque qu'on ne peut attendre une baisse significative de ses coûts du fait d'améliorations techniques ou de gains de productivité importants.

La compétitivité s'évalue par rapport à l'ensemble des technologies

Il faut bien distinguer maturité et compétitivité. Une technologie peut en effet être mature sans pour autant être compétitive.

Pour déterminer la compétitivité d'une technologie, il faut la comparer aux technologies auxquelles elle se substitue et tenir compte de l'offre existante, notamment du mix énergétique et du réseau (pour les cas de l'électricité et de la chaleur) dans lequel elle s'inscrit, ainsi que les externalités qu'elle induit (déchets, besoins en capacités de secours, émissions de gaz à effet de serre, de polluants atmosphériques...). La demande est un critère d'évaluation important, de même que les prix de marché sur les périodes de production de cette technologie. Moins le profil de production correspond au profil de demande, moins bonne est la compétitivité. La compétitivité dépend aussi des conditions d'exploitation liées à la géographie d'implantation et aux gisements accessibles à la technologie, ou encore du contexte réglementaire et des exigences environnementales et de sûreté en vigueur.

Ainsi, la compétitivité d'une technologie est propre à un contexte énergétique, à un lieu géographique, à un cadre réglementaire, à un service rendu.

La connaissance des coûts des énergies décarbonées est hétérogène mais selon les NTE leur compétitivité peut être proche des prix de marché (éolien terrestre) ou très éloignée (solaire résidentiel)

Certaines technologies sont d'ores et déjà commercialisées, leurs coûts actuels sont dès lors « connus ». C'est le cas du nucléaire existant, de l'hydraulique, de l'éolien on-shore, du solaire photovoltaïque, de la géothermie hors EGS¹, de la biomasse, des biocarburants de 1^{ère} génération et des véhicules hybrides ou électriques.

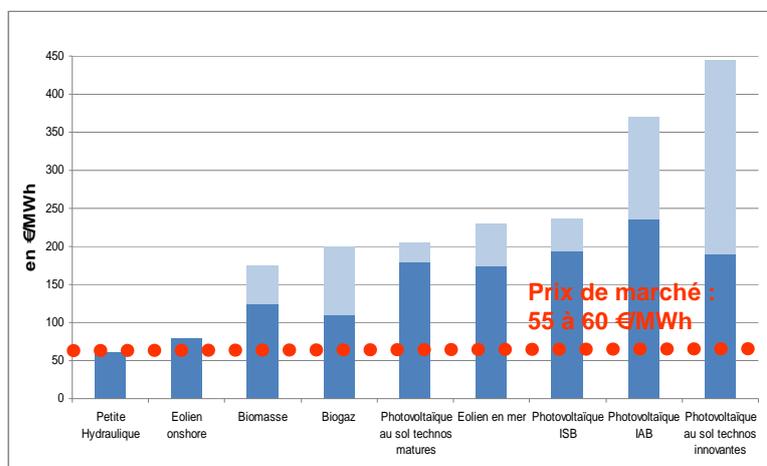
Certaines sont à un stade plus précoce de commercialisation et leurs coûts actuels sont plus incertains. Il s'agit par exemple du nucléaire de 3^{ème} génération, de l'éolien off-shore.

¹ EGS « Enhanced geothermal systems » : exploitation de fluides géothermiques présents dans des réservoirs très profonds.

D'autres enfin en sont à des stades plus amont de développement, de la recherche au prototype industriel. Par conséquent, leurs coûts sont plus difficilement mesurables. Ce sont en particulier les centrales thermiques équipées d'installations de captage et de stockage du CO₂, le nucléaire de 4^{ème} génération, le solaire thermodynamique, les biocarburants avancés, les énergies marines.

Dans le cas des énergies renouvelables électriques, les tarifs d'achat (hydraulique, biomasse, biogaz, éolien terrestre, photovoltaïque intégré au bâti) ou les appels d'offres (éolien off-shore, photovoltaïque au sol) permettent d'estimer les coûts de production, car ces dispositifs sont calibrés pour couvrir les différentiels de coûts par rapport au prix de marché. Le graphique 1 compare les différentes estimations disponibles à l'heure actuelle. Il en ressort une compétitivité très variable des énergies renouvelables électriques dans le fonctionnement de marché actuel. L'éolien terrestre à une des extrémités du spectre est très proche des prix de marché, alors que le solaire résidentiel en est très éloigné.

Graphique 1 : comparatif des estimations de coûts de production des énergies renouvelables électriques



ISB : Intégré Simplifié au Bâti - IAB : Intégré au Bâti
 Les histogrammes indiquent les fourchettes hautes et basses des prix estimés grâce aux tarifs de rachat ou aux appels d'offre pour les différentes technologies.

Le soutien de l'Etat doit s'adapter au niveau de maturité et de compétitivité des technologies

Les coûts des énergies décarbonées sont donc plus ou moins bien connus, et quand ils sont connus, très variables selon la technologie considérée. Ces technologies évoluent par ailleurs très vite, ce qui nécessite

une adaptation constante des dispositifs de soutien dont elles bénéficient.

Le soutien public doit en effet permettre de faciliter la levée des différents verrous techniques et économiques dans une perspective de réduction de coûts de ces technologies.

Plus les technologies sont à un stade précoce de développement plus les verrous sont d'ordre technique. Leur levée nécessite des actions de R&D qui sont également soutenues par l'Etat dans le cadre de programmes spécifiques. Il peut s'agir d'aides ciblées (fonds démonstrateurs) ou d'aides transverses (crédit d'impôt recherche par exemple (cf. fiche 4)

Lorsque les technologies sont au stade du déploiement commercial, les verrous peuvent être davantage d'ordre technico-économique. Les leviers ont trait à l'optimisation industrielle ou au modèle d'affaire. Le soutien de l'Etat au déploiement des EnR a vocation à répondre à cet objectif, ainsi qu'à l'atteinte des objectifs nationaux en termes de pénétration des EnR dans le mix énergétique.

Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité de ces filières, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

Des outils de soutien public sont nécessaires au déploiement des EnR

Il existe aujourd'hui de grandes disparités de maturité et de coût entre les filières de production d'énergies renouvelables électriques. A l'exception de l'hydraulique, leur déploiement ne pourrait pas se faire sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché.

Ainsi, l'atteinte des objectifs que la France s'est fixés nécessite un soutien par des outils spécifiques. Les mécanismes incitatifs mis en place en conséquence sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement.

Les objectif EnR électriques

L'objectif de développement des EnR électriques est décliné en termes de puissance installée dans la programmation pluriannuelle

des investissements (PPI) électrique. Les objectifs retenus sont les suivants :

- 25 000 MW pour l'éolien dont 19 000 MW pour l'éolien terrestre et 6 000 MW pour l'éolien en mer et les énergies marines ;
- 5 400 MW pour le photovoltaïque ;
- + 2 300 MW pour la biomasse (y compris biogaz) ;
- + 3 TWh et + 3000 MW pour l'hydroélectricité.

Les objectifs EnR thermiques

Concernant la chaleur renouvelable, l'indicateur à considérer est directement la production (ou la consommation) d'énergie renouvelable : ainsi, l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur fixe des objectifs à 2012 et 2020 en terme de production de chaleur renouvelable (en milliers de tonnes équivalent pétrole, ktep). Les objectifs retenus sont les suivants (en Ktep) :

- Solaire thermique : 927
- Géothermie (hors pompes à chaleur) : 500
- Pompes à chaleur (géothermiques, aérothermiques, hydrothermiques) : 1 850
- Biomasse solide : 15 900
- Biogaz : 555

Soit un objectif total pour les EnR thermiques en 2020 de 19 732 Ktep

Les objectifs dans le secteur des transports

La France s'est engagée dans un programme de développement des biocarburants. Ce plan a fixé des objectifs ambitieux d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels d'origine fossile, de 2005 à 2010. Les biocarburants apporteront la contribution la plus importante à l'objectif européen de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports à l'horizon 2020.

Objectifs d'incorporation français (en énergie) :

2005	1,20 %
2006	1,75 %
2007	3,50 %
2008	5,75 %
2009	6,25 %
2010	7,00 %
2011	7,00 %
2012	7,00 %

Il y a un léger retard sur l'atteinte de ces objectifs nationaux, mais plutôt une avance par rapport à l'atteinte des objectifs européens.

Ainsi, en 2010, le pourcentage énergétique (pci) de biocarburants dans les carburants

devrait approcher 6,8 % pour l'ensemble des deux filières (6 % estimé pour les essences et presque 7 % pour le gazole), contre 6,04 % en 2009. Les volumes de biocarburants nécessaires pour atteindre l'objectif de 7% pci peuvent être estimés à 3 millions de m³ d'esters méthyliques pour la filière gazole et 1,1 million de m³ d'éthanol pour la filière essence.

Les outils dans le secteur électrique

Les deux dispositifs de soutien principaux au développement des EnR électriques en France sont : les tarifs d'achat et les appels d'offres.

Les appels d'offres

Le soutien au travers d'appels d'offres est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant l'une des caractéristiques suivantes :

- besoin de pilotage fort du fait du risque de conflits d'usage (cas de la biomasse de grande puissance) ;
- rareté des zones propices (cas de l'éolien en mer) ;
- forte asymétrie d'information sur les coûts ;
- enjeu de démonstration technologique et de développement industriel.

Lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixé par la PPI électrique ne sont pas atteints le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production.

Le cahier des charges de l'appel d'offres est au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) et les candidats disposent d'un délai minimum de six mois entre la publication du cahier des charges et la date limite de dépôts des offres auprès de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Celle-ci est ensuite en charge de l'instruction des offres.

Les appels d'offres concernant une production d'électricité renouvelable lancés depuis 2003 ont concerné notamment :

- en 2003: la construction de centrales biomasse (17/12/03);
- en 2004 : la construction de parcs éoliens en mer (11/02/04) et la construction de parcs éoliens terrestre (23/04/04) ;
- en 2006 : la construction de centrales biomasse (09/12/06);

- en 2009 : la construction de centrales biomasse (06/01/09) et la construction de centrale photovoltaïques (18/07/09) ;
- en 2010 : la construction de centrales biomasse (27/07/10) et de parcs éoliens terrestre avec dispositif de stockage dans les DOM et en Corse (09/11/10);
- en 2011 : la construction de parcs éoliens en mer (05/07/11) et d'installations photovoltaïques de plus de 100kWc (appels d'offres simplifiés entre 100 et 250kWc (13/07/11), et appel d'offres ordinaire au delà de 250kWc (30/07/11)).

Les tarifs d'achat

A contrario les tarifs d'achat sont mieux adaptés aux filières matures, pour lesquels les coûts de production sont relativement connus et stables et pour lesquels les sites potentiels de développement sont nombreux, avec des conflits d'usages limités.

L'obligation d'achat de l'électricité concerne tous les moyens de production renouvelables (l'éolien, la biomasse, le biogaz et les petites installations photovoltaïques). Les textes législatifs et réglementaires associés sont l'article L 314-1 du code de l'énergie, le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 et le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000. Chaque filière fait l'objet d'un arrêté tarifaire spécifique pris par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. Ces arrêtés décrivent les tarifs d'achat et les conditions d'attribution.

L'obligation d'achat est contractée pour une durée de 12 à 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité. Pour chaque filière, les tarifs d'achat ont vocation, conformément à la loi, à assurer une rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont EDF ou les entreprises locales de distributions sur leur territoire. Le surcoût lié à l'achat de l'électricité est financé par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité.

Concernant les spécifications techniques, certains tarifs d'achat sont modulés en fonction de critères de performance : c'est en particulier le cas pour la biomasse où une prime à l'efficacité énergétique, ainsi qu'une prime

selon le type de biomasse utilisée, peuvent être accordées. Dans le cas particulier du photovoltaïque, les tarifs s'ajustent automatiquement chaque trimestre en fonction du volume de demandes de raccordement déposé le trimestre précédent au regard d'une trajectoire-cible.

La loi Grenelle II a ouvert aux collectivités territoriales et aux établissements publics qui en dépendent directement la possibilité de bénéficier de l'obligation d'achat.

Dans un souci de concision, le tableau ci-dessous résume les principales caractéristiques des tarifs d'achat ainsi que leur évolution passée. Le détail des conditions d'attribution figure dans les arrêtés tarifaires.

Filière	Arrêtés régissant l'achat de l'électricité	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les installations mise en service à la date de parution des arrêtés
Hydraulique	1er mars 2007	20 ans	- 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production - 15 c€/kWh pour énergie hydraulique des mers (houlomotrice, marémotrice ou hydrocinétique)
Géothermie	23 juillet 2010	15 ans	- Métropole : 20 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh - DOM : 13 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh
Energie éolienne	17 novembre 2008	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Photovoltaïque	4 mars 2011	20 ans	Tarifs du deuxième trimestre du dispositif: - installations intégrées au bâti : 42,55 c€/kWh, 37,23 ; 36,74 ou 31,85 selon l'usage du bâtiment et la puissance de l'installation - installations intégrées simplifiées au bâti : 27,46 ou 26,09 c€/kWh - autres installations: 11,688 c€/kWh
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	- 6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	- 4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	- 4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. Le niveau de la prime est calculé en fonction de cette dernière
Biogaz (issu de décharge)	19 mai 2011	15 ans	- entre 8,121 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh .
Méthanisation	19 mai 2011	15 ans	- entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel peuvent s'ajouter une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002	15 ans	- 7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques

Les outils dans le secteur de la chaleur

Les outils de soutien aux EnR thermiques dans le secteur résidentiel individuel

Les outils réglementaires

Pour les constructions neuves, la loi Grenelle 1 a fixé comme objectif la généralisation des bâtiments basse consommation d'ici 2012 et des bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020. La réglementation thermique a ainsi été renforcée afin que toutes les constructions neuves à partir du 1^{er} janvier 2013 présentent une consommation d'énergie primaire conventionnelle inférieure à un seuil de 50 kWh/m².an en moyenne (niveau de performance énergétique équivalent au niveau « bâtiment basse consommation »), avec au moins 5 kWh/m².an provenant d'une source d'énergie renouvelable.

Les outils incitatifs

Pour les logements individuels existants, le développement des ENR thermiques passe principalement, par trois outils de soutien : le crédit d'impôt développement durable, l'éco-prêt à taux zéro et le dispositif des certificats d'économies d'énergie.

- **Le crédit d'impôt développement durable (CIDD)**

La loi de finances pour 2005 a créé un crédit d'impôt dédié au développement durable et aux économies d'énergie. Destinée à renforcer le caractère incitatif du dispositif fiscal en faveur des équipements de l'habitation principale, cette mesure est désormais ciblée sur les équipements les plus performants au plan énergétique ainsi que sur les équipements utilisant les énergies renouvelables. Cette mesure vise à permettre une diffusion large des équipements énergétiques durables afin de contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la France en matière d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables. Elle s'inscrit dans la stratégie mise en place pour réduire d'un facteur 4 nos émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050.

Les lois de finances successives ont complété certaines mesures prévues initialement : la loi de finances pour 2012 a notamment prorogé le crédit d'impôt jusqu'en 2015. Pour que cette mesure reste efficace et continue à promouvoir les équipements et matériaux les plus performants auprès des particuliers, ses modalités ont également été amendées.

Plus de 7 millions de logements ont été bénéficiaires du dispositif entre 2005 et 2011, qui a également des impacts en termes de stimulation de l'innovation de structuration des filières et de soutien à l'activité économique et à l'emploi.

- **L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)**

Mis en place dans la loi de finances pour 2009, ce dispositif d'un montant maximal de 30 000 € alloués aux ménages sans condition de ressources, permet de financer les travaux lourds de rénovation énergétique en résidence principale (acquisition d'équipement de production d'énergie renouvelable notamment) de sorte que l'essentiel du coût de la rénovation soit payé par les économies d'énergie issues de la rénovation.

Sous condition de ressources, ce dispositif est cumulable avec le crédit d'impôt développement durable.

- **Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE)**

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie impose aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, carburant, etc.) de développer les économies d'énergie. Ces derniers choisissent librement les actions qu'ils vont mettre en place (prime pour l'acquisition d'un équipement, bon d'achat, diagnostic gratuit, etc.), doivent remplir un quota d'économies d'énergie proportionnel à leurs ventes d'énergie et reçoivent en contrepartie des certificats d'économies d'énergie.

La mise en place d'équipements de production d'ENR thermiques peut également donner lieu à délivrance de certificats sous certaines conditions. Ainsi, entre son instauration le 1^{er} juillet 2006 et le 31 décembre 2010, le dispositif a contribué à la mise en place de 1,3 TWh de production de chaleur renouvelable, soit 0,8% de la consommation annuelle d'énergies renouvelables en France.

Les outils de soutien aux EnR thermiques dans les autres secteurs

Dans les autres secteurs, le principal outil de soutien aux EnR thermiques est le fonds chaleur : lancé en 2009, le fonds chaleur a pour vocation le financement de projets dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire et de l'industrie à hauteur de 5,5 millions de tonnes équivalent pétrole (tep). Il est doté de près de 1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2013 et sa gestion est déléguée à

L'ADEME. Il permet de garantir que le prix de la chaleur d'origine renouvelable produite est inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles, en apportant des aides sous forme de subvention à l'investissement ou au kilowatt-heure renouvelable produit, voire par un mixte des deux. Les aides ne sont cumulables ni avec les certificats d'économies d'énergie ni avec les projets domestiques.

Une intervention à deux niveaux :

- sous forme d'appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT). Ces consultations sont nationales, de périodicité annuelle et concernent les installations biomasse de grande taille (production de chaleur supérieure à 1 000 tep/an).
- sous forme d'aides régionales gérées par les directions régionales de l'ADEME pour les autres filières (géothermie/hydrothermie, solaire thermique, énergies de récupération, réseaux de chaleur), quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets. Elles sont accessibles toute l'année, sans contrainte de calendrier.

Un succès franc et croissant depuis sa création :

Chiffres clés 2009-2011	Nombre de projets	Investissements (M€)	Aide ADEME (M€)	tep ENR/an	Aide ADEME (€/tep)
Bois hors BCIAT	271	488,5	124	185 305	669
Bois BCIAT	86	463,8	185	464 200	399
Géothermie	172	179,6	50,2	49 315	1 018
Biogaz	7	7	2,1	4 564	468
Solaire	866	86,4	43	3 744	11 482
Réseaux de chaleur	236	579,7	207,9	82 573	
Total	1638	1805	612,5	789 701	776

Les outils dans le secteur des transports

- **Le principal levier incitatif : la taxe générale sur les activités polluantes**

La TGAP permet d'encourager l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à la consommation une proportion de biocarburants inférieure au seuil fixé. Depuis 2010, le taux de la TGAP est fixé à 7 % en énergie. Pour le calcul de la TGAP, ce taux est diminué à proportion des volumes de biocarburants incorporés dans les carburants mis sur le marché.

- **Une fiscalité réduite pour les biocarburants issus des unités agréées**

La directive 2003/96/CE prévoit la possibilité pour les États Membres d'appliquer un taux d'accises réduit sur certaines huiles minérales (carburants) qui contiennent des biocarburants et sur les biocarburants. L'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) permet de réduire le surcoût de fabrication des biocarburants (issus des unités agréées) par rapport aux carburants d'origine fossile.

Les taux de la défiscalisation (€/hl) :

	2009	2010	2011	2012	2013
Biodiesel*	15	11	8	8	8
Ethanol**	21	18	14	14	14

* esters méthyliques d'acide gras, biodiesel de synthèse
 ** Ethanol ou part éthanol si incorporé sous forme d'ETBE. Les esters éthyliques d'huile végétale bénéficient du même taux.

Après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés à partir de 2011.

Les outils de soutien représentent un coût public variable selon les filières, compensant le déficit de compétitivité

Le soutien au déploiement des EnR repose sur de nombreux instruments qui peuvent peser sur le contribuable (CIDD) ou le consommateur (tarifs d'achat par exemple), être de nature incitative (CIDD) ou réglementaire (RT 2012). Les EnR peuvent aussi bénéficier d'outils qui ne les ciblent pas spécifiquement, par exemple les instruments de lutte contre la précarité énergétique (aides ANAH), de soutien au bâtiment (TVA réduite pour travaux dans les logements anciens)... L'évaluation précise des coûts est donc délicate.

Le coût du soutien aux EnR électriques

Le soutien des EnR électriques est financé au travers des charges de CSPE (contribution au service public de l'électricité) répercutées *in fine* sur le consommateur d'électricité. Dans sa délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2012 en date du 13 octobre 2011 la commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à 4,3 Md€ au titre de l'année 2012, les énergies renouvelables électriques représentent 2,2 Md€ dont 1,5 Md€ sont dédiés à la seule filière

photovoltaïque (soit 36% des charges CSPE prévisionnelles pour 2012).

puisque qu'elles représentaient 755 M€ en 2010 et sont estimées à 1,6 Md€ pour l'année 2011. Les données complètes de la CRE (délibération du 13 octobre 2011 mentionnée ci-dessus) figurent dans le tableau ci-dessous.

	Charges constatées au titre de 2010 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2011 (M€/ part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2012 (M€/ part du total)	
Total énergies renouvelables	754,6	28,4%	1 567,0	45,2%	2 216,4	52,1%
Eolien MC	343,4	12,9%	407,8	11,8%	488,9	11,5%
Eolien ZNI	3,8	0,1%	5,7	0,2%	6,0	0,1%
Photovoltaïque MC	208,9	7,9%	915,2	26,4%	1 372,4	32,3%
Photovoltaïque ZNI	40,9	1,5%	82,9	2,4%	153,9	3,6%
Autres EnR (MC)	153,7	5,8%	145,3	4,2%	183,3	4,3%
Autres EnR (ZNI)	3,8	0,1%	10,1	0,3%	11,8	0,3%
Total contrats d'achat hors ENR (MC)	867,7	32,7%	734,2	21,2%	728,7	17,1%
Cogénération (MC)	823,1	31,0%	705,3	20,4%	708,9	16,7%
Autres contrats d'achat (MC)	44,6	1,7%	28,9	0,8%	19,8	0,5%
Total péréquation tarifaire hors EnR (ZNI)	969,8	36,5%	1 115,3	32,2%	1 210,2	28,5%
Surcoût de production	724,4	27,3%	845,1	24,4%	901,0	21,2%
Contrats d'achat hors ENR	245,4	9,2%	270,2	7,8%	309,2	7,3%
Dispositions sociales	61,7	2,3%	48,5	1,4%	98,4	2,3%
Total	2 653,8		3 465,0		4 253,7	

MC : métropole continentale

ZNI : zones non interconnectées

EnR : énergies renouvelables

Le coût du soutien aux EnR thermiques

Parmi les outils de soutien aux EnR thermiques, le CIDD est le principal instrument pour le résidentiel individuel. Son coût s'est élevé en 2010 (année de dépense 2009) à 2,6 Mds€, dont 55% (soit 1,4 Mds€) pour les EnR. Une réforme dans le cadre du PLF2012 devrait ramener son coût à 1,5 Mds€ dont environ 650 M€ pour les EnR (projection pour 2011)

L'éco-PTZ, dédié au financement des rénovations lourdes dans le logement, a eu un impact budgétaire de 166 M€ en 2011.

Le principal instrument de soutien à la production centralisée de chaleur est le fonds chaleur géré par l'ADEME. Il est doté de 1,2 Mds€ sur la période 2009-2013. Plus de 600 M€ ont été alloués sur la période 2009-2011.

Le coût du soutien au secteur des transports

Le système de soutien à la production de biocarburants repose sur deux types d'incitations : l'exonération partielle de la taxe intérieure de consommation (TIC) pour des unités de production agréées et des taux réduits de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) appliquée sur la mise à la consommation des carburants, à proportion de la part de biocarburants mis sur le marché. Les charges CSPE dédiées aux EnR électriques sont donc en très forte croissance

Les montants TGAP (M€) :

2006	2
2007	25
2008	62
2009	104
2010	109
2011	>100

En matière de TIC, après une diminution régulière des taux de défiscalisation des biocarburants, les taux ont été stabilisés à partir de 2011. Les montants globaux des exonérations fiscales correspondantes se sont élevés à 500 M€ en 2007, 720 M€ en 2008, 521 M€ pour 2009 et 425 M€ en 2010.

Le rapport de la Cour des comptes (jan. 2012) évalue les coûts et transferts entre agents liés à la politique de soutien aux biocarburants entre 2005 et 2010. Il identifie trois types de transferts :

- la surconsommation de carburants lié au moindre pouvoir calorifique (PCI) des biocarburants. Une partie du surcoût payé par le consommateur se traduit par un surplus de recettes fiscales (TIC) pour l'État ;
- l'augmentation du prix au litre du carburant lié à la répercussion de la TGAP payée par les distributeurs ;
- l'exonération partielle de TIC, répercutée par les distributeurs sur les producteurs, qui se traduit par un manque à gagner pour l'État.

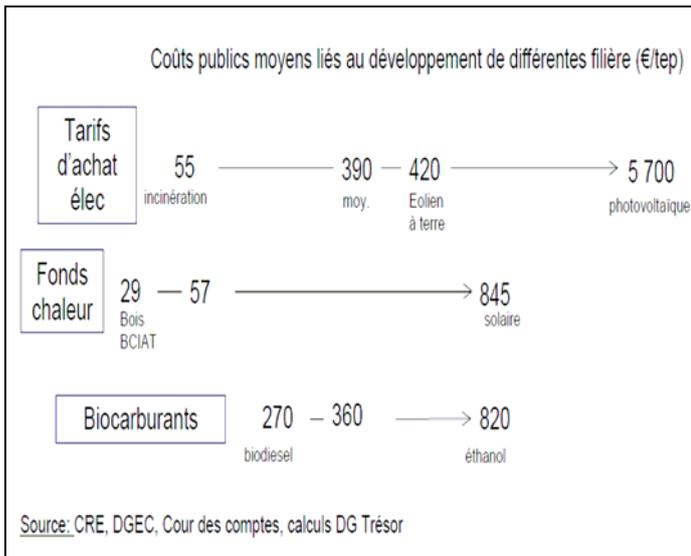
Le bilan du soutien aux transports se traduit par un surcroît de recettes pour l'Etat de 70 M€ et un coût pour les consommateurs de l'ordre de 770 M€

Comparatif des coûts de soutien aux différentes filières

Le graphique ci-dessous récapitule les coûts publics moyen du soutien aux différentes filières ENR.

Il en ressort une efficacité plus grande des financements liés au déploiement des ENR thermiques :

Graphique 2 : Coûts publics moyens liés au développement des différentes filières



Méthodologie de calcul :

Pour les tarifs d'achats, le coût public par tep est égal à la différence entre le coût moyen constaté par filière et le coût évité de l'électricité (année 2010).

Pour le fonds chaleur, le coût public est égal, pour chaque filière, au montant de l'aide versée par l'Ademe (année 2010) rapporté à la production actualisée sur la durée de vie (20 ans) des installations au taux de 4%.

Pour les biocarburants, le coût public est égal au montant des aides versées sur la période 2005-2010 rapporté à la production sur la période.

Vers la compétitivité des NTE

Le soutien au développement de filières est par nature évolutif puisqu'il doit tenir compte des améliorations continues de leur compétitivité pour se réduire à mesure que celle-ci progresse.

Perspectives d'amélioration de la compétitivité des NTE

De manière générale, l'évolution du contexte, et notamment du coût des énergies fossiles, peut être un facteur d'amélioration de la compétitivité relative des énergies décarbonées, même si la hausse des coûts de l'énergie a un impact négatif sur le coût des énergies décarbonées.

Par ailleurs, pour certaines technologies les plus proches de la maturité, l'enjeu est notamment de lever certains verrous technico-économiques² :

- Certains progrès technologiques sont encore possibles pour réduire le prix de l'électricité produite par l'éolien terrestre et pour élargir le marché d'implantation possible (zones de vents faibles, zones cycloniques ou de difficile accès, zones froides, zones avec des contraintes radar...). A l'inverse, le recours à des gisements moins favorables pourrait diminuer le rendement des futures installations.
- L'éolien en mer présente un fort potentiel de développement sur les plans techniques et économiques, par effet d'échelle dans la production des éoliennes, par l'amélioration des techniques d'installation et maintenance et de la fiabilité permettant d'augmenter la disponibilité, par l'augmentation de la puissance unitaire des machines, ou encore par l'accès à des gisements plus favorables via le développement de l'éolien marin flottant.
- Concernant le solaire photovoltaïque, le coût total du système est composé environ pour moitié par le coût du module et pour moitié par le coût des composants annexes regroupés sous le terme de Balance Of System. Bien qu'il ait beaucoup baissé par le passé, il y a encore des possibilités de réduction du coût du module notamment liés à une baisse des quantités de matériaux utilisés et de leur prix, à une amélioration des rendements et à une amélioration des procédés de production. Les perspectives

² Exemples ne visant pas à l'exhaustivité

de réduction du coût du BOS sont plus faibles.

- Concernant la biomasse, différents modèles économiques co-existent en fonction des besoins chaleur et/ou électricité et du secteur d'application (résidentiel collectif, résidentiel individuel, industriel, tertiaire...). L'enjeu de rentabilité économique fait apparaître une tendance d'hybridation des procédés : co-combustion, combinaison avec des systèmes fonctionnant à l'énergie solaire, pompes à chaleur et couplage avec des systèmes de froid (trigénération).
- La biomasse peut par ailleurs être convertie par des procédés de méthanisation pour la production de biogaz. Des progrès restent encore à réaliser sur la purification du biogaz, la valorisation du digestat qui apporterait une recette supplémentaire aux plans d'affaires et des optimisations sur la flexibilité du procédé de méthanisation à différents intrants.

Pour les technologies dont le développement est plus amont, il s'agit notamment de lever certains verrous technologiques :

- Les biocarburants dits « avancés » sont encore au stade de Recherche et Développement. En France comme dans le reste de l'Europe, le début de l'industrialisation est attendue pour 2020. Des projets de pilotes comme BioTFuel sur le biodiesel de deuxième génération ou Futurol sur l'éthanol de deuxième génération ont déjà démarré et doivent contribuer à lever les nombreux verrous technico-économiques (optimisation des procédés, rendement de conversion de la biomasse...). Concernant les microalgues, les verrous sont présents tout au long de la chaîne de valeur : mode de culture, récolte et extraction de l'huile. Les aspects valorisation de co-produits d'intérêt et le recyclage des effluents et nutriments seront également nécessaires à l'équilibre économique des projets.
- Le solaire thermodynamique à concentration présente l'avantage de fournir une production plus régulière tout au long de la journée, avantage compétitif important. Cette technologie offre également des perspectives de cogénération. Mais pour devenir compétitive, elle devra encore bénéficier de baisses de coûts pour l'ensemble de ses composants et également voir baisser ses coûts de maintenance.
- Les hydroliennes qui exploitent l'énergie des courants de marée bénéficient de

perspectives de réduction de coûts de fabrication par des effets d'échelle industrielle, de coûts d'installation et de maintenance.

- L'énergie houlomotrice, osmotique ou l'énergie thermique des mers font l'objet de recherches qui pourraient permettre à terme l'exploitation de ressources importantes.

Contributeurs :

Timothée Furois ; Nicolas Barber ; Yves Lemaire ; Yann Ménager ; Georgina Grenon ; Nadia Boukhetaia ; Soraya Thabet.

4 – Développer et déployer les technologies de demain : le soutien à la R&D pour les énergies décarbonées

Une recherche publique reconnue mondialement, dorénavant dotée d'un important dispositif de démonstration et de partenariats publics-privés

Le soutien à la recherche est un des axes majeurs de la politique publique en matière d'énergies décarbonées, dans l'objectif d'accompagner les filières correspondantes vers la maturité et la compétitivité. La recherche sur l'énergie en France a été marquée en 2011 par les différents programmes des Investissements d'Avenir, tout particulièrement par les Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED) et les projets de démonstration financés par l'ADEME, dont les premiers résultats ont été rendus publics à partir de la seconde moitié de l'année 2011.

Les principaux acteurs de la recherche publique dans l'énergie sont structurés sur l'ensemble de la chaîne de valeur et coordonnés autour de l'ANCRE

L'historique des budgets publics de recherche sur la période 2002-2010 et la répartition en fonction des secteurs énergétiques sont illustrés ci-après dans les graphiques 1 et 2. Ceux-ci montrent que l'objectif du Grenelle de l'Environnement d'atteindre l'équivalence des budgets publics de R&D entre l'énergie nucléaire et les nouvelles technologies de l'énergie a été atteint en 2009. Le budget global en 2010 était de 985 M€ dont 419 M€ sur l'énergie nucléaire (43%), 401 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (41%), 101 M€ sur les énergies fossiles (10% du budget global), et le reste sur des domaines de recherche transversaux.

La recherche publique française est structurée sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la recherche & développement :

- la recherche fondamentale effectuée notamment par les laboratoires publics, par exemple ceux du CNRS, dans les universités et les écoles d'ingénieurs ;
- la recherche industrielle et les démonstrations de recherche effectués notamment par les établissements publics à caractère industriel et commercial (EPIC) dont le CEA, le CSTB, le BRGM, l'IFPEN. Les Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées, dans le cadre des

Investissements d'Avenir, permettront de renforcer les partenariats de recherche publique-privée et le transfert de connaissance vers l'industrie ;

- l'expérimentation pré-industrielle et les démonstrations technologiques effectuées notamment par les entreprises industrielles en partenariat avec les laboratoires publics et EPIC. Les programmes des Investissements d'Avenir décrits ci-dessous ont pour objectif de mobiliser tout particulièrement cette dernière maillon de la chaîne de valeur.

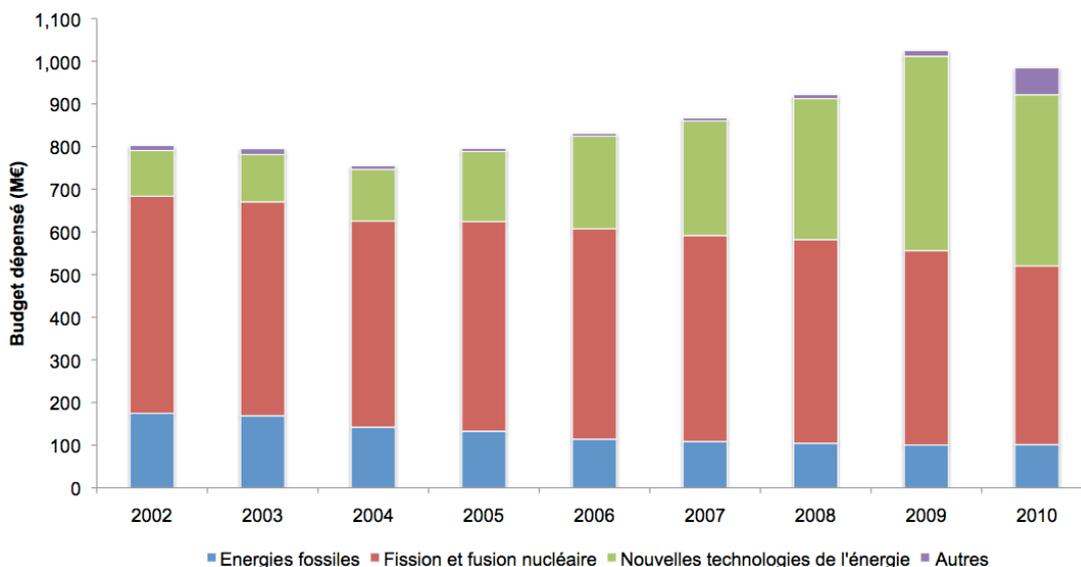
Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE)

L'ANCRE (l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a pour objectif de renforcer l'efficacité, la valorisation et le rayonnement international de la recherche française en assurant une meilleure coordination de la programmation scientifique.

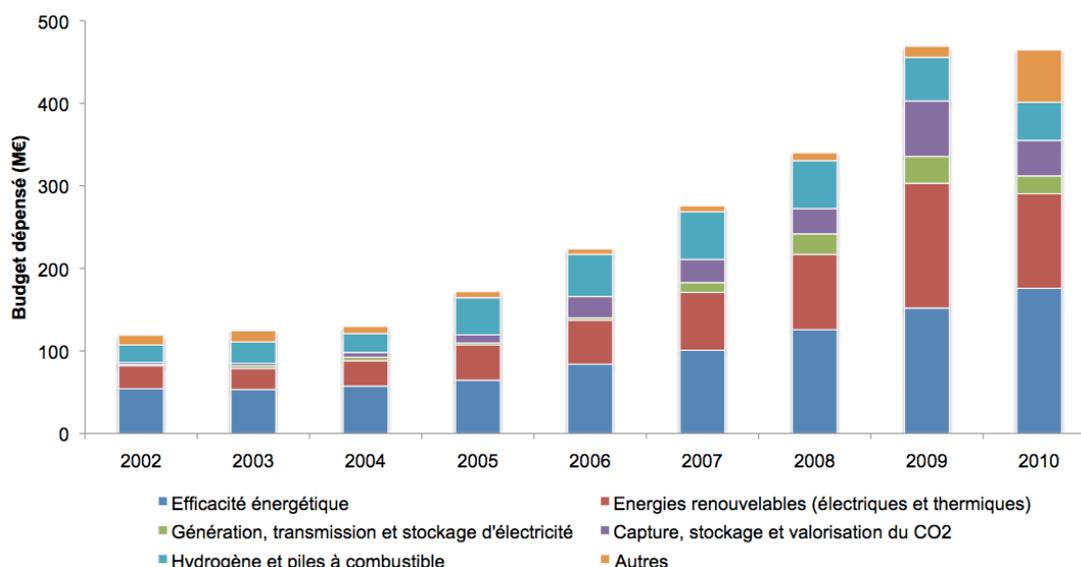
Fondée le 30 juillet 2009 par le CEA, le CNRS, le CPU, et l'IFPEN, l'ANCRE rassemble tous les organismes de recherche publics français concernés par les problématiques de l'énergie (ANDRA, BRGM, CDEFI, CEMAGREF, CIRAD, CSTB, IFREMER, IFSTTAR, INERIS, INRA, INRIA, IRD, IRSN, LNE, ONERA).

9 groupes programmatiques ont été mis en place, dont 5 groupes « sources d'énergie » (énergies issues de la biomasse, énergies fossiles et géothermiques, énergies nucléaires, énergies solaires, énergies marines, éoliennes et hydrauliques), 3 groupes « usages » (transports, bâtiments, industrie et agriculture) et un groupe « prospective énergie globale ». Ces derniers ont mis en évidence les verrous majeurs freinant le développement des filières énergétiques actuelles et futures, et ont proposé les pistes de programmes de R&D nécessaires pour les lever.

Graphique 1 : Evolution des financements publics de la recherche et développement sur l'énergie en France entre 2002 et 2010 (CGDD, données transmises à l'AIE)



Graphique 2 : Evolution des financements publics de la recherche et développement des nouvelles technologies de l'énergie en France entre 2002 et 2010 (CGDD, données transmises à l'AIE)



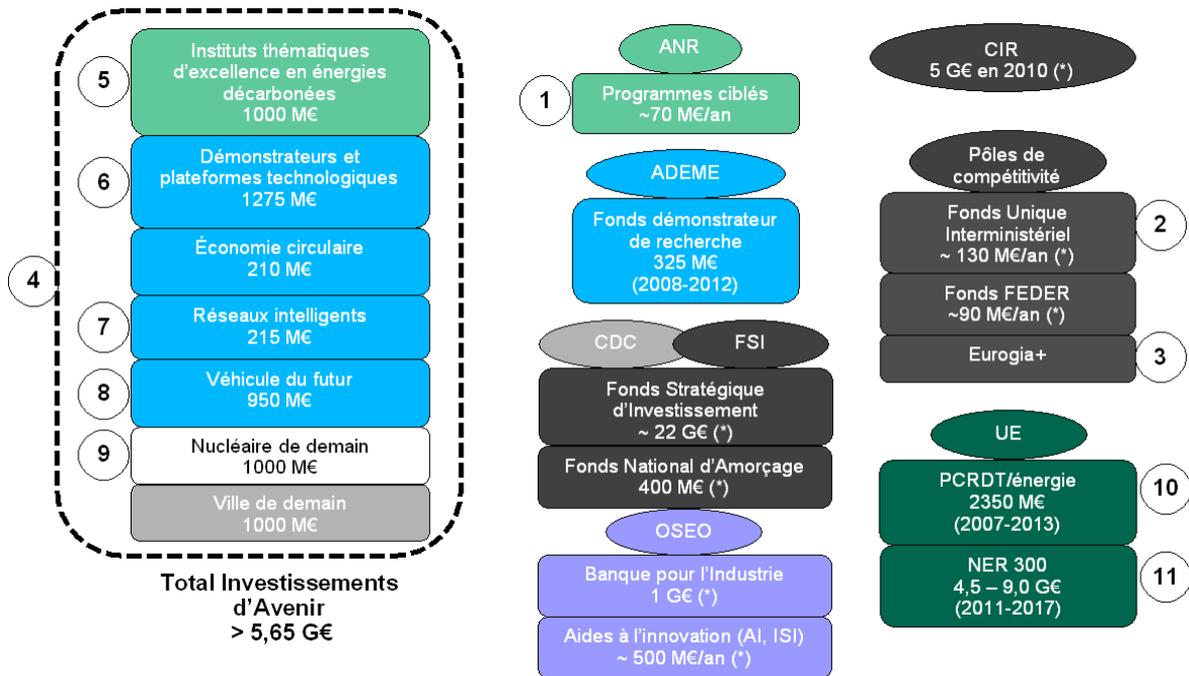
Les principaux programmes de financement de recherche collaborative en France

Au-delà du financement des établissements publics de recherche, l'Etat français soutient les projets de recherche collaborative entre acteurs publics et privés de la recherche et développement, ainsi que les projets innovants des entreprises. Les guichets et enveloppes disponibles aujourd'hui sont synthétisés dans le graphique 3. La description des principaux programmes concernant l'énergie suit la numérotation du graphique 3.

1) L'Agence Nationale de la Recherche (ANR) soutient les projets de recherche collaboratifs

Dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique, l'action ciblée de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) a permis d'engager près de 70 M€ par an depuis la création de l'agence. En 2009, huit programmes ont ciblé les thématiques énergétiques et ont permis de financer 88 projets par le biais d'appels à projets, pour un budget total de près de 75 M€.

Graphique 3 : Guichets de financement de la recherche et développement et de l'innovation pour l'énergie, et répartition des enveloppes des programmes



(*) montants affichés correspondent à l'ensemble du programme, au-delà des seules thématiques énergétiques

Ces huit programmes, poursuivis en 2010, ont été refondus en 2011 en cinq programmes, qui font l'objet d'appels à projets :

- Bio-Matières et Énergie (BioME);
- PROduction renouvelable et Gestion de l'ÉLECtricité (PROGELEC) ;
- Systèmes Énergétiques Efficaces & Décarbonés (SEED) ;
- Transports Durables et Mobilité (TDM);
- Villes et Bâtiments Durables (VBD).

2) Plus proche de la commercialisation, le Fonds Unique Interministériel (FUI) soutient les projets collaboratifs des pôles de compétitivité

Le FUI finance les projets de recherche et développement collaboratifs des pôles de compétitivité. Le fonds a vocation à soutenir des projets de recherche appliquée portant sur le développement de produits ou services susceptibles d'être mis sur le marché à court ou moyen terme.

Le fonds est doté de 600 M€ sur la période 2009-2012 dont 495 M€ pour les projets de R&D et 105 M€ pour les plates-formes d'innovation. Les projets susceptibles d'être financés sont retenus pour leur caractère innovant et pour l'activité économique qu'ils

générent, à l'issue d'appels à projets. En 2011, les 12^{ème} et 13^{ème} appels à projets ont permis de sélectionner 142 projets financés par l'Etat à hauteur de 131 M€, par les collectivités territoriales et les fonds communautaires (FEDER) à hauteur de 94 M€.

Au total, l'ensemble des appels à projets des pôles de compétitivité ont permis de soutenir 1051 projets depuis 2005. Ces projets représentent un montant de dépenses de R&D de près de 5 G€, dont un financement par l'État de 1,3 G€.

3) Les fonds nationaux dédiés au cluster Eurogia+ financent des projets d'industrialisation entre partenaires issus d'au moins deux Etats membres européens

De 2004 à 2008, Eurogia était un cluster énergie focalisé sur la commercialisation de nouvelles technologies pétrolières et gazières. Ce programme pluriannuel a une portée thématique beaucoup plus large et vise à encourager la coopération entre entreprises innovantes et la coordination des états-membres, afin de renforcer la compétitivité de l'industrie européenne dans les technologies-clefs.

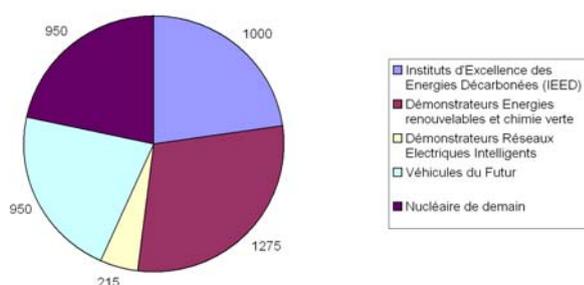
Créé en 2008, le cluster Eurogia+, du programme stratégique Eureka, est dédié à la coopération entre entreprises innovantes sur l'ensemble des technologies pouvant réduire les émissions de carbone (éolien, biomasse, géothermie, solaire, hydraulique, efficacité énergétique, capture et stockage du CO₂, hydrogène). Depuis 2008, 15 projets Eurogia+ ont été co-financés par la France pour un budget total de 57 M€.

4) Principaux programmes sur l'énergie des Investissements d'Avenir

Dotés d'une enveloppe globale de 35 G€, Les Investissements d'Avenir doivent permettre le financement d'actifs rentables et d'infrastructures de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France, selon cinq axes stratégiques : enseignement supérieur et formation, recherche, filières industrielles et PME, développement durable. La répartition des fonds alloués aux thématiques énergétiques, détaillée dans le graphique 4, est faite selon quatre programmes principaux :

- les « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées », gérés par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) ;
- les démonstrateurs et des plateformes d'expérimentation, gérés par l'ADEME, dans le domaine des transports, de l'économie circulaire, des énergies renouvelables et de la chimie verte et des réseaux énergétiques intelligents ;
- le programme « Nucléaire de demain » ;
- le programme « Ville de demain » géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Graphique 4 : Répartition des enveloppes des programmes des Investissements d'Avenir concernant l'énergie (en M€)



5) Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED)

Le programme « Instituts thématiques d'excellence en matière d'énergies décarbonées » des Investissements d'Avenir vise la constitution de campus d'innovation technologique de rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables, des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique.

Ces centres de recherche publics-privés constitueront un socle structurant pour les activités de recherche et innovation des filières des énergies décarbonées en cohérence avec la logique des pôles de compétitivité et avec les priorités du Grenelle de l'environnement pour la recherche sur l'énergie. Ces activités se déclinent via une stratégie technologique et économique pérenne (programme de travail d'au moins dix ans), des projets collaboratifs, des actions de formation communes et des investissements partagés, notamment pour des moyens de prototypage, d'essais et de démonstration.

Ce programme est doté d'une enveloppe de 1 G€ finançant jusqu'à 50% des activités de l'IEED. La sélection des projets regroupant sur un même site des établissements de formation, des laboratoires de recherche appliquée publics et privés, et des acteurs économiques, s'est faite par le biais de deux appels à projets en 2010 et 2011.

La sélection des IEED s'est fondée sur l'évaluation par un panel de juges internationaux des critères suivants :

- Dimension économique et approche marché,
- Visibilité internationale,
- Stratégie et programmation de la R&D
- Formation,
- Valorisation, partenariats et transfert de technologies.

Zoom sur les lauréats des appels à projet IEED

Le CGI a labellisé le 1^{er} juin 2011 deux IEED, puis le 9 mars 2012 six autres IEED (sigle raccourci et dotation par les Investissements d'Avenir indiqués en parenthèses) :

- Institut National pour le Développement des Ecotechnologies et des Energies Décarbonées (INDEED, 39,7 M€),
- IEED Picardie Innovations Végétales, Enseignements et Recherches Technologiques (PIVERT, 63,8 M€),

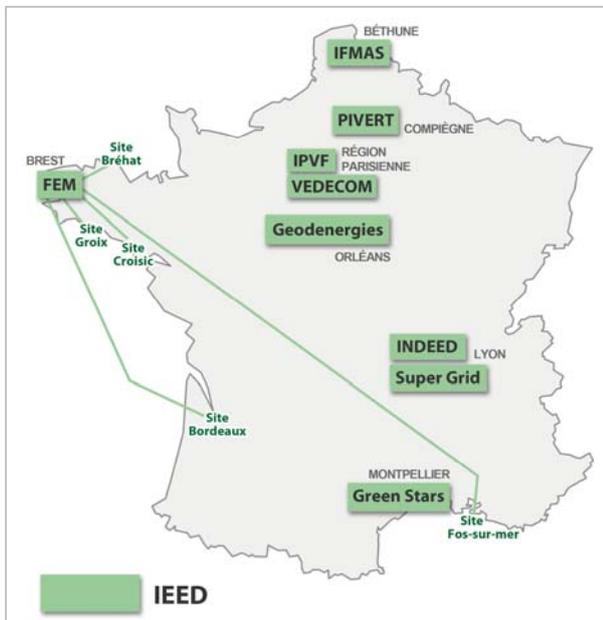
- IEED France Energies Marines (FEM, 34,3 M€),
- IEED Green Stars (23,8 M€),
- Institut Français des Matériaux Agrosourcés (IFMAS, 30,8 M€),
- Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF, 18,1 M€),
- IEED Supergrid (72,6 M€),
- IEED Geodnergies (15,9 M€),
- Institut du Véhicule Décarboné et Communicant et de sa Mobilité (VeDeCoM, 54,1 M€).

Le Gouvernement s'est réservé la possibilité de financer certains projets relevant des thématiques de « l'efficacité énergétique » et du « solaire », et il a été décidé de réserver une enveloppe globale, qui ne pourra dépasser 80 millions d'euros, pour les quatre projets suivants :

- Institut National Energie Solaire 2 (INES2),
- IEED EFFICACITY,
- IEED Paris Saclay Efficacité Energétique (PS2E),
- Institut National d'Excellence Facteur 4 (INEF4).

Ces projets sont décrits plus en détails dans les fiches correspondants aux filières adressées. Leur localisation est illustrée sur le graphique 5.

Graphique 5 – Localisation des IEED



6) Démonstrateurs et plate-formes technologiques en énergies renouvelables et décarbonées et chimie verte

Cette action, dans le cadre du volet Energies Décarbonées des Investissements d'Avenir,

est dotée d'une enveloppe de 1,275 G€ pour financer des projets des démonstrateurs et plate-formes technologiques couvrant les domaines des énergies solaires, éoliennes et marines, la géothermie, le captage, stockage et valorisation du CO₂, la chimie du végétal, les biocarburants avancés, l'hydrogène et pile à combustible, le stockage de l'énergie, les îlots et bâtiments à énergie positive.

Ce programme est opéré par l'ADEME en continuité du Fonds Démonstrateur de Recherche. Suite à l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) sur les Energies Marines en 2009 et financé par les Investissements d'Avenir, 11 AMI ont été lancés sur la période 2010-2011.

7) Réseaux Electriques Intelligents

Cette action, dans le cadre du volet Economie Numérique des Investissements d'Avenir, est dotée d'une enveloppe de 215 M€ pour financer des projets de recherche et de démonstration sur l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire, marine...) dans les réseaux électriques et sur le développement de produits et services intelligents permettant la maîtrise des consommations d'électricité.

Ce programme est opéré par l'ADEME en continuité du Fonds Démonstrateur de Recherche. Deux AMI ont été lancés en 2009 et 2010 dans le cadre du Fonds Démonstrateur de Recherche et financés par cette action. Sur les 47 projets déposés pour ces deux AMI, neuf projets ont été sélectionnés pour un budget total de 127 M€ financés à hauteur de 32 M€ par les Investissements d'Avenir (*communiqué de presse du 21 mars 2012 du Commissariat Général aux Investissements*). Un troisième AMI a été lancé sur la période juin-décembre 2011 dont les projets déposés sont en cours d'instruction.

8) Véhicules du Futurs

Cette action, dans le cadre du volet Véhicules du Futurs des Investissements d'Avenir, est dotée d'une enveloppe de 950 M€ pour financer des projets des démonstrateurs de technologies et de solutions innovantes et durables en matière de déplacements. Sur cette enveloppe, 750 M€ sont alloués aux véhicules routiers faiblement émetteurs de CO₂ et les solutions de mobilité décarbonée,

150 M€ au transport ferroviaire, et 100 M€ au transport maritime et fluvial.

Ce programme est opéré par l'ADEME en continuité du Fonds Démonstrateur de Recherche. Suite à l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) Fonds Démonstrateur de Recherche et financé par les Investissements d'Avenir, 9 AMI ont été lancés sur la période 2010-2011.

Zoom sur les AMI de l'ADEME :

Sur l'ensemble des actions opérées par l'ADEME dans le cadre des Investissements d'Avenir (les trois décrites ci-dessus et celle sur l'économie circulaire), un total de 25 AMI ont été lancés sur la période 2010-2011 qui ont donné lieu au dépôt de 330 dossiers de projets, dont 130 sont en cours d'instruction et 57 ont été décidés à la fin mars 2012, représentant un engagement total proche du milliard d'euros (ADEME).

9) Nucléaire de demain

Dans le cadre de ce programme doté d'une enveloppe d'un milliard d'euros, il a été alloué au CEA, au titre des Investissements d'avenir, 626,6 M€ pour le projet ASTRID (réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de 4ème génération à vocation de démonstration technologique et industrielle) et 248,4 M€ pour le RJH (réacteur de recherche en support à l'énergie nucléaire et à la production de radionucléides pour le secteur médical).

Il a été alloué à l'ANDRA 75 M€ pour approfondir la recherche dans le domaine du traitement et du stockage des déchets.

Suite à l'accident nucléaire de Fukushima, une nouvelle action "Recherche dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection" dotée de 50 M€ a été mise en place dans le programme « nucléaire de demain ». L'ANR a lancé un appel à projets qui a pour objectif de stimuler la recherche en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

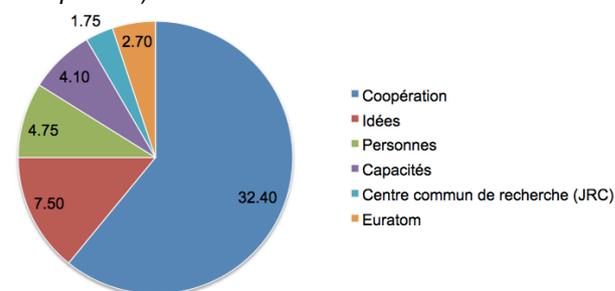
Les principaux programmes de financement de recherche collaborative en Europe

10) Fonds européens du Programme-Cadre de Recherche et de Développement Technologique (PCRD)

Le septième programme-cadre de recherche et développement technologique (PCRD), qui couvre la période 2007-2013, est le plus grand programme d'investissement de l'Union européenne pour la recherche et le développement technologique avec un montant d'aides évalué à 50,5 G€. Il se compose de quatre programmes spécifiques, dont les budgets sont détaillés dans le graphique 6 :

- Le programme Coopération pour stimuler la coopération et renforcer les liens entre l'industrie et la recherche dans un cadre transnational. Il comporte 10 thématiques dont la répartition budgétaire est détaillée dans le graphique 5/6. 2,35 G€ (7%) sont ainsi consacrés à la thématique de l'énergie.
- Le programme Idées pour renforcer la recherche exploratoire.
- Le programme Personnes pour améliorer les perspectives de carrière des chercheurs en Europe et attirer plus de jeunes chercheurs de qualité.
- Le programme Capacités pour donner aux chercheurs des outils performants via des infrastructures de recherche dans les régions les moins performantes, via la formation de pôles régionaux de recherche et dans la recherche au profit des PME.

Graphique 6 : Répartition des fonds du 7^{ème} PCRD par programme (en G€) (Commission Européenne)

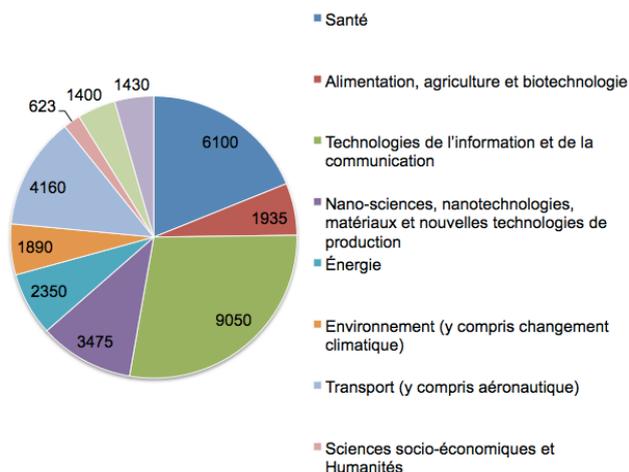


De plus, le 7^{ème} PCRD finance les actions directes du Centre commun de recherche (JRC) et les actions couvertes par le programme-cadre Euratom dans les domaines de la recherche sur l'énergie de fusion, la fission nucléaire et la radioprotection.

11) Fonds européens du NER 300

Le fonds démonstrateurs européen, communément appelé NER300 (New Entrant Reserve 300), a été créé dans le cadre du paquet climat-énergie adopté sous présidence française de l'Union européenne. Il est doté de 300 millions de quotas d'émissions de la réserve des nouveaux entrants (soit entre 1,5 et 4,5 G€ pour un cours du CO2 variant de 5 à 15 euros par tonne) pour financer des démonstrateurs de captage et stockage du CO2 (CSC) et d'énergies renouvelables innovantes de taille commerciale. Le fonds de par sa nature ne relève pas du budget communautaire.

Graphique 7 : Répartition des budgets part thématique pour le programme Coopération (en M€). (Commission Européenne)



La France a déposé 5 projets au cours du premier appel à projet en 2011. Ceux-ci sont en cours d'instruction technico-économique et de classement par la BEI. La sélection finale et le financement des projets retenus devraient avoir lieu vers la fin 2012.

Contributeur :
Axel Strang.

5 – Biocarburants

Une filière marquée par l'évolution des marchés internationaux des matières premières et par la mise en place des exigences règlementaires en matière de durabilité

En 2011, la production des biocarburants de 1ère génération en France et dans l'Union européenne a été particulièrement impactée par la flambée des prix des matières premières et la volatilité du cours du brut. L'Europe a subi la concurrence des exportations d'autres zones notamment pour le biodiesel, l'industrie éthanolière étant stable cette année grâce à la baisse des importations d'éthanol brésilien. La France et les autres Etats membres de l'UE mettent en place progressivement le dispositif de durabilité des biocarburants. Côté générations avancées, les biotechnologies sont dynamiques notamment aux Etats-Unis pour les 2ème, 3ème générations de biocarburants et la jeune filière de chimie du végétal. Sur la voie thermochimique, la crise économique mondiale a été un frein majeur à la mise en fonctionnement d'unités, notamment sur le procédé phare du BTL (Biomass To Liquid).

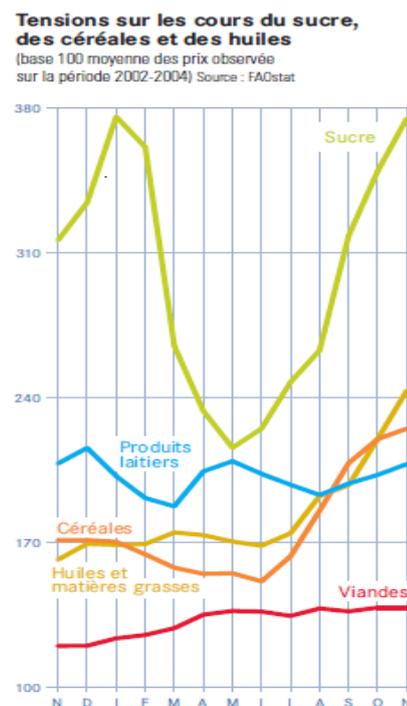
L'évolution du marché en 2011

Les marchés des biocarburants marqués par la flambée des prix des matières premières

L'année 2011 a été marquée par une forte volatilité des cours des produits agricoles et plus globalement des matières premières. La production n'a pu répondre à la forte augmentation de la demande tirée par les pays émergents en raison d'événements climatiques touchant la production de matières premières agricoles. Ainsi, différents pays dont des exportateurs importants de blé ont été touchés, comme par exemple la Russie en raison de fortes sécheresses. Sur le marché du sucre, les perturbations climatiques en Inde et au Brésil ont fait remonter les cours à des niveaux historiques. Le marché des huiles végétales a également connu de fortes tensions notamment palme et colza. D'après France Agrimer, le cours du brut a une influence directe sur les cours des huiles végétales depuis 2001. Depuis 2007, les cours de l'huile de colza ont une évolution similaire à celle du brut. En 2011, le cours du brut a connu des hausses conjoncturelles dues à la crise libyenne et plus généralement aux

événements liés au « printemps arabe » qui se sont ajoutés à des hausses structurelles fortes.

Figure 1 : Tensions sur les cours du sucre, céréales et huiles, Alim'Agri, chiffres clés 2011 (source FAO stat)

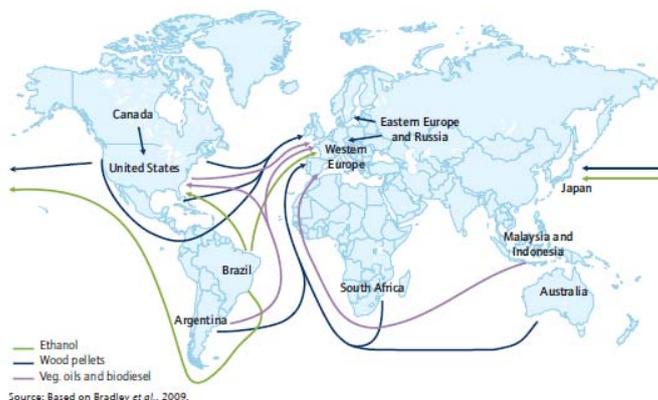


Le marché du biodiesel : domination européenne mais augmentation des importations

Cette flambée des cours à la fois des matières premières agricoles et du brut a bien sûr des impacts forts sur les prix des biocarburants de première génération, à savoir le bioéthanol produit à partir de sucre et le biodiesel issu d'huiles. Au niveau mondial, c'est le marché du biodiesel qui a enregistré les hausses de prix les plus fortes en raison d'une augmentation des prix des huiles végétales, et d'un prix du pétrole brut élevé. En termes de marché, l'Europe est toujours la zone de production la plus importante au niveau mondial. D'après l'European Biodiesel Board, la production européenne de biodiesel en 2010 est de 9,6 millions de tonnes soit une croissance de 5,8% comparé à 2009. Néanmoins, comme le constate EurObserv'ER, le marché européen a particulièrement souffert des importations notamment en provenance de l'Amérique du Sud (Argentine, Colombie). La part des

importations serait passée de 16,8% en 2009 à 20,8% en 2010. Contrairement au colza européen, la récolte de soja a été abondante en Amérique du Sud en 2010, ce qui a tiré les prix à la baisse. Même si les conditions climatiques expliquent en partie l'augmentation des importations du biodiesel argentin en 2010, elles ne font que s'ajouter à une tendance structurelle qui devrait se poursuivre d'ici à 2020. En effet, les conditions climatiques influencent directement l'écart entre les cotations des huiles de colza et de soja. En termes de prix, l'Argentine bénéficie d'un différentiel de taxe à l'exportation très avantageux entre l'huile de soja et le biodiesel de soja, rendant ce dernier bien moins cher à l'exportation que l'huile de soja. Par ailleurs certains pays d'Asie du Sud Est comme la Malaisie, l'Indonésie, la Thaïlande et l'Inde prendront une place de plus en plus importante dans les importations de biodiesel effectuées par la zone Europe, en raison d'un coût de production moindre de l'huile de palme. Néanmoins, deux facteurs pourraient freiner cette évolution d'une part, la mise en place du système de durabilité dans l'Union européenne et d'autre part, une part d'autoconsommation en croissance dans ces pays liée à des objectifs d'incorporation en huile de soja ou de palme. Du point de vue des acteurs économiques, les chiffres 2011 de Diester Industrie reflètent cette situation. En effet, le premier producteur européen et mondial de biodiesel a enregistré pour la première fois dans son histoire un net recul des ventes de biodiesel (baisse de 21%).

Figure 2 : Flux d'éthanol, granulés bois, huiles végétales et biodiesels, Biofuel Roadmap, (IEA, 2011)



Selon les premières estimations de la production en 2011, la production mondiale de sucre serait excédentaire par rapport à la

consommation mondiale grâce à l'Union Européenne, le Brésil, la Russie, l'Inde et dans une moindre mesure la Thaïlande. Le marché mondial de l'éthanol serait en croissance de 3% en 2011 comparé à 2010 d'après la Global Renewable Fuels Alliance. Les Etats-Unis sont toujours le premier producteur d'éthanol au niveau mondial suivi par le Brésil qui a fortement réduit ses exportations en 2010. En effet, les cours mondiaux du sucre, très élevés, ainsi qu'une baisse de production de la canne à sucre due à de mauvaises conditions climatiques expliquent la baisse des exportations de l'éthanol brésilien. En janvier 2011, un changement réglementaire important a eu lieu aux Etats-Unis dans le cadre du Reformulated Fuel Standard 2. En effet, le taux d'incorporation dans l'essence est passé de 10% à 15% en volume pour les véhicules fabriqués depuis 2001. En avril 2012, l'agence américaine pour l'environnement a autorisé la commercialisation du nouveau biocarburant E15 (essence pouvant contenir jusqu'à 15 %, en volume, d'éthanol). A moyen terme, de nouvelles capacités de production nord-américaines devraient voir le jour, le bioéthanol base maïs deviendrait alors de plus en plus compétitif. En 2020, les Etats-Unis devraient garder leur place de premier producteur et consommateur de bioéthanol. Le Brésil devrait également poursuivre sa stratégie d'investissements et rester le deuxième producteur mondial. On attend également la mise en place d'importantes capacités de production dans d'autres pays d'Amérique du Sud ainsi qu'en Asie (Chine, Inde, Thaïlande).

Figure 3 : Production d'Ethanol 2006-2011, source F.O. Licht

World Ethanol Fuel Production in Million Litres						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Europe	1,627	1,882	2,814	3,683	4,615	5,467
Africa	0	49	72	108	165	170
Americas	35,625	45,467	60,393	66,368	77,800	79,005
Asia/Pacific	1,940	2,142	2,743	2,888	3,183	4,077
World	39,192	49,540	66,022	73,047	85,763	88,719

L'évolution réglementaire européenne : la mise en place du système de durabilité et le double comptage

L'année 2011 a été marquée en matière réglementaire au sein de l'UE par la mise en place du système de durabilité des biocarburants. La directive sur les Energies Renouvelables impose notamment, comme critère de durabilité, que les biocarburants génèrent, aujourd'hui, une baisse des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 35% par rapport aux carburants fossiles sur l'ensemble du cycle de vie. Ce taux sera relevé à 50% en 2017 et à 60% pour les nouvelles unités mises en service en 2018.

Si l'Europe fait figure de précurseur avec ce système de durabilité, il est possible que la question touche peu à peu d'autres zones dans les années à venir. Certaines initiatives ont vu le jour en 2011 et touchent les pays fortement exportateurs de matières premières et/ou de biocarburants et visent à mettre en place des standards de durabilité : « the Roundtable for Sustainable Palm Oil », « the Roundtable for Responsible Soy » et « the Better Sugarcane Initiative ».

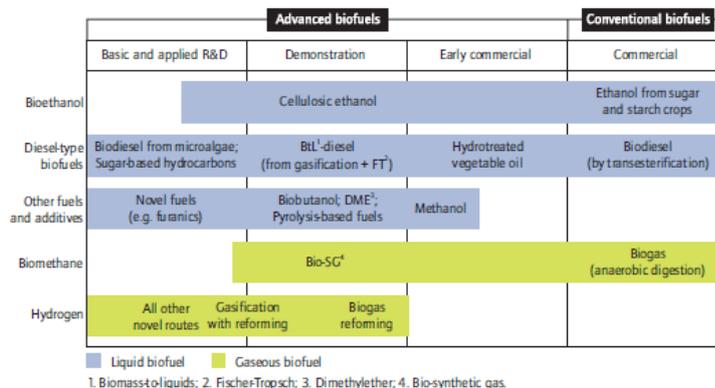
En France, les dispositions relatives au double comptage des biocarburants issus de déchets ou de résidus ont été précisées. Le bénéfice du double comptage est plafonné à 0.35% (en énergie) des quantités de carburant mis à la consommation. Il est limité au biodiesel issu de graisses animales de catégorie C1 et C2 (EMHA) et d'huiles usagées (EMHU).

Les perspectives technologiques sur les générations avancées

Un dynamisme américain sur la voie biochimique et les biotechnologies

D'après l'IFPEN, environ 157 unités de biocarburants avancés sont en projet ou en exploitation au niveau mondial. Cependant, nombreux sont les projets ayant pris des retards importants ou menacés par la crise économique mondiale.

Figure 4 : Maturité des principales technologies de production de biocarburants, Biofuels Roadmap, IEA, 2011.



Les technologies avancées sont pour la plupart au stade de Recherche et Développement ou en phase de démonstration, il n'y a aucune unité commerciale dans le monde. En 2011, on constate sur le marché de la voie biochimique¹ de nombreux mouvements financiers sur les sociétés de biotechnologies pour des applications biocarburants et/ou chimie du végétal. Ainsi, aux Etats-Unis, la société Gevo qui produit de l'isobutanol et dont le groupe Total est actionnaire a réalisé son introduction en bourse en février 2011, suivant la société Amyris en 2010. Cette introduction a permis une levée de fonds de 107 millions de dollars.

Par la suite, c'est la société Solazyme, positionnée sur le secteur des microalgues, qui a levé 227 millions de dollars en bourse. Par ailleurs, cette société a créé une joint-venture avec l'amidonier Roquette pour la valorisation des microalgues en huiles et ingrédients alimentaires dans le secteur de la nutrition. Si ce mouvement dans les sociétés de biotechnologies est principalement américain, la France n'est pas en reste. La société Global Bioénergies, positionnée sur l'isobutène, est parvenue elle aussi à lever 6,6 millions d'euros en 2011.

D'autres sociétés ont suivi le mouvement d'introduction en bourse : KiOR en juin 2011 positionnée sur la transformation de copeaux de bois, BioAmber sur la chimie du végétal, Mascoma sur les micro-organismes génétiquement modifiés et Fulcrum Bioenergy sur la transformation de déchets en éthanol. Ces sociétés sont parfois également positionnées sur le secteur de la chimie du

¹ Voir le descriptif des différentes technologies et voies de production de biocarburants dans « Industrie des Energies décarbonnées en 2010 », sur <http://www.developpement-durable.gouv.fr/saliedelecture.html>

végétal particulièrement dynamique en 2011. Ces start-ups bénéficient souvent de la participation dans leur capital des grands groupes du secteur pétrolier. Ainsi, Total collabore avec de nombreuses sociétés de biotechnologies : Amyris (injection de 200 millions de dollars par le groupe), Coskata, Gevo ; Chevron accompagne Solazyme ; Exxonmobil a injecté 600 millions de dollars dans Synthetic Genomics, BP soutient Martec, Shell la société Virent et l'espagnol Repsol la société Alga Energy.

Du retard sur la voie thermochimique

La voie thermochimique et notamment le procédé phare du BTL (Biomass To Liquid) a connu quelques déconvenues en 2011. Cette technologie plutôt mise en œuvre dans les pays du Nord de l'Europe est en effet très capitalistique. Ainsi, 2011 marque la faillite de la société allemande Choren en juillet 2011. La technologie s'avérait difficile à mettre en place à un stade industriel et nécessitait de lourds investissements dans un contexte de crise économique mondiale. Cependant, la technologie Carbo-V de Choren a été achetée en février 2012 par le groupe Linde. Les attentes sont fortes sur le groupe papetier UPM qui a annoncé en février 2012 la volonté de construire une bioraffinerie à base de résidus de pâte à papier à Lappeenranta en Finlande. Cette unité produirait 100 000 tonnes de biodiesel avancé pour un investissement de 150 millions d'euros et la construction devrait démarrer dès l'été 2012. Ce projet fait partie des cinq projets présentés par la France dans le cadre du programme européen NER300 (voir la fiche 4). A noter que le groupe UPM postule aussi sur un projet BTL en Finlande, dans le même cadre.

Contributeurs :

Nadia Boukhetaia ; Yves Lemaire.

6 – Biomasse énergie

Une filière clé pour l'atteinte des objectifs de production d'énergies renouvelables, qui doit intégrer les questions de durabilité et de qualité de l'air

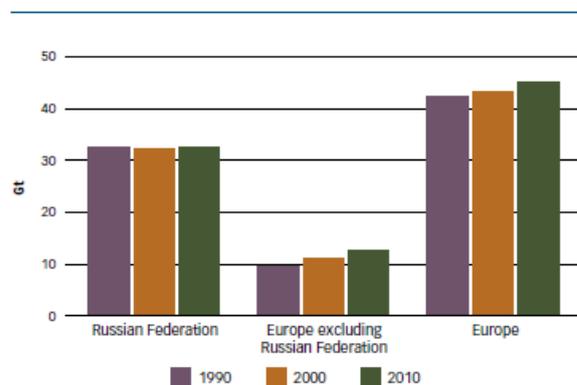
Pour la biomasse énergie, au niveau mondial, la tension sur les ressources forestières est croissante au vu des différents rôles de la forêt et des différents usages du bois. Sur les marchés, les biocombustibles sont très dynamiques : le biocoal (charbon de bois) et les granulés sont en forte croissance. Assurer la durabilité des conditions de production de biomasse énergie devient un enjeu fort. Par ailleurs, au niveau national, il est capital d'assurer la durabilité de la combustion de la biomasse pour préserver la qualité de l'air. Le bilan du fonds chaleur est très positif tant au regard des objectifs énergétiques qu'en termes d'efficacité de l'aide, de la création d'emplois et de balance commerciale énergétique. L'actualité concernant l'électricité renouvelable a été marquée par l'appel d'offres CRE 4 qui autorise l'implantation de 420 MW.

Les ressources forestières : une tension croissante

La ressource forestière est capitale au vu des enjeux climatiques et énergétiques. La forêt constitue un réservoir de carbone. Elle joue donc un rôle clé dans l'atténuation du changement climatique et la préservation de la biodiversité. Cette ressource forestière trouve déjà des applications dans d'autres secteurs : bois industrie et bois d'œuvre. Ensuite, en respectant la hiérarchisation des usages, la ressource forestière joue également un rôle pour la satisfaction des besoins énergétiques (bois énergie, biocarburants et dans une moindre mesure des applications en chimie du végétal). La FAO dans son rapport, « *Evaluation des ressources forestières mondiales 2010* » indique que sur 233 pays et territoires, environ 13 millions d'hectares de forêts par an ont été convertis ou ont disparu dans le monde de 2000 à 2010, contre 16 millions d'hectares par an dans les années 1990. En termes de tendance, le Brésil et l'Indonésie voient leur taux de déforestation diminuer par rapport à 1990. La Chine, l'Inde, les Etats-Unis et le Vietnam ont lancé des programmes de reboisement qui, additionnés à l'accroissement biologique, ont ajouté plus de 7 millions d'hectares de nouvelles forêts

chaque année. En Europe, la coupe de bois est inférieure ou égale à l'accroissement biologique. En 2010, la France est le troisième pays avec 2 453 millions de m³ (volume sur pied) sur un total de 21 750 millions de m³ dans l'Union européenne. L'accroissement biologique annuel représente environ 85 millions de m³ et la coupe de bois environ 40,4 millions de m³, soit 47% de l'accroissement biologique.

Figure 1 : Stock de Carbone dans la biomasse forestière européenne en 1990, 2000 et 2010, Evaluation des ressources forestières mondiales 2010, FAO, 2010.



Marché : un dynamisme des biocombustibles en 2011

En 2011, on observe quelques accords au niveau mondial sur le procédé de torréfaction, qui permet d'obtenir un charbon de bois (biochar ou « biocoal »). En mai 2011, la société de torréfaction française Thermya fournit 3 unités en France et en Espagne pour une production totale de 60 000 tonnes. Ce marché intéresse également des sociétés américaines et canadiennes.

Par ailleurs, le marché des granulés de bois est en pleine expansion. 3 sociétés se sont cotées en bourse dont 2 en 2011 : Moulinvest en avril (levée de 5,2 millions d'euros) et Cogra en novembre (levée de 2,5 millions d'euros). La production française de granulés énergétiques est de 345 000 t en 2009, avec une capacité six fois plus importante estimée à 1 391 000 t, pour une consommation annuelle de 305 000 t par an. En termes de prospective, le SNPGB (Syndicat National des Producteurs de Granulés de Bois) prévoit une production

de granulés énergétiques en hausse, avec une estimation d'1 Mt en 2012 et de 5 Mt en 2020. Les usines de fabrication de granulés énergétiques sont aujourd'hui au nombre de 60. Les fabricants leaders de poêles et chaudières à granulés restent étrangers¹ malgré la présence de certaines grandes entreprises françaises sur ces secteurs (Supra, Godin, Invicta, Energie Système...).

En Europe, le plus grand producteur de granulés est la Suède (production de 2,2 millions de tonnes en 2010) suivie de l'Allemagne (1,2 millions de tonnes) et de l'Italie (850 000 tonnes). Ce secteur intéresse entre autres acteurs les scieries qui y voient une diversification de leur activité mais également des énergéticiens comme EDF qui a acheté en janvier 2012 le site de production allemand Holzkontor und Pelletierwerk Schwedt GmbH d'une capacité de 120 000 tonnes. Notons enfin que le fabricant de cheminées français Poujoulat a levé des fonds via sa filiale Euro Energies sur le marché des bûches de bois. Le marché des bûches de bois, comme celui des granulés est également en croissance au vu des ventes de chaudières et de poêles à bois.

Durabilité des biocombustibles et balance commerciale

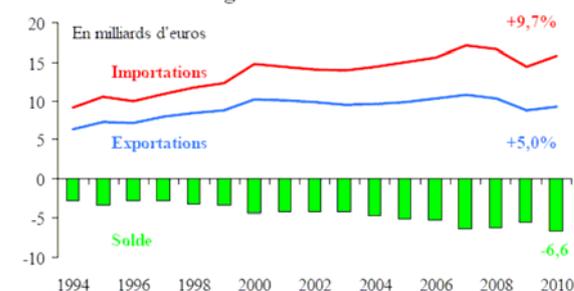
Dans le cadre du paquet énergie climat, il est prévu d'atteindre 20% d'énergies renouvelables dans la production totale de l'Union européenne d'ici à 2020. Pour l'Europe, le recours à la biomasse énergie est nécessaire à l'atteinte des objectifs de production d'électricité et de chaleur renouvelable. Après le dispositif de durabilité appliqué aux biocarburants, la Commission européenne a lancé une consultation sur le dispositif de durabilité appliqué aux biocombustibles. En effet, une part très significative de bois énergie sera issue d'importations en provenance de Russie, d'Amérique du Nord, d'Amérique Latine et d'Afrique pour lesquelles il sera nécessaire d'assurer la durabilité des conditions de production.

En termes de balance commerciale, le déficit de la filière bois s'est accru en 2010 et atteint le niveau record de -6,6 milliards (5,6 milliards

en 2009)². Les importations progressent de 9,7% par rapport à 2009 contre 5% pour les exportations. La détérioration du solde de la filière est continue depuis vingt ans avec une accélération depuis 2000. La détérioration du solde depuis 1994 concerne les principales catégories de produits de la filière (produits intermédiaires, tels que les pâtes, ou finis, tels que les meubles et papiers), à l'exception du bois brut dont les échanges restent excédentaires +141 millions en 2010. En 2009, la France était le 7ème exportateur mondial de la filière bois. Ses parts de marché diminuent du fait de la concurrence notamment de la Chine.

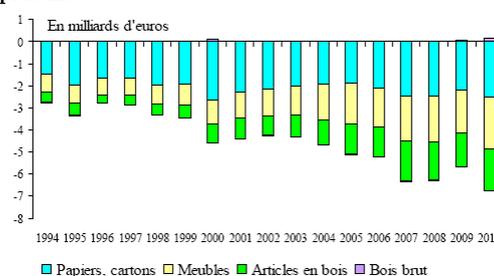
Figure 2 : Filière bois et balance commerciale – principaux chiffres.

Evolution des échanges de la filière bois



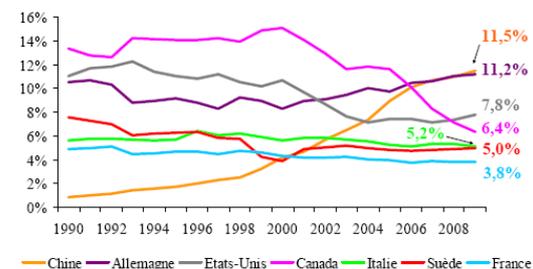
Source : Douanes (Données CAF/FAB brutes, collectées)

Evolution du déficit de la filière bois par type de produit



Source : Douanes (Données CAF/FAB brutes, collectées)

Evolutions des parts de marché mondiales des principaux exportateurs de la filière bois (en %)



Source : base de données CHELEM (CEPII)

¹ Marché actuel des nouveaux produits issus du bois et évolutions à échéance 2020, PIPAME, février 2012

² « Pas de reprise nette des exportations de la filière bois en 2010 », *Etudes et éclairages*, n° 24 juillet 2011, Direction générale des douanes et droits indirects.

En termes de taille d'entreprise, on constate une hétérogénéité du tissu productif avec des entreprises exportatrices de bois brut de faible taille par opposition aux exportateurs de produits de deuxième transformation de taille plus importante.

Figure 3 : Flux d'éthanol, granulés bois, huiles végétales et biodiesels, Biofuel Roadmap, IEA, 2011



Durabilité de la combustion de biomasse : l'enjeu qualité de l'air

La combustion de biomasse a la particularité d'émettre dans l'air une quantité importante de particules fines. Or ces particules ont des effets néfastes sur la santé, et leur concentration dans l'air est réglementée ; la France se trouve d'ailleurs en contentieux à la cour de justice européenne pour non respect de ces concentrations. Il convient donc de développer la biomasse énergie en lien avec des réductions d'émissions dans ce même secteur ou dans d'autres secteurs d'activité, et de réduire, capter et traiter au maximum ces nouvelles émissions de poussières de combustion. Les dispositifs les moins polluants sont souvent sur de grosses installations. Les émissions du secteur domestique représentent 65% des émissions de particules fines issues de la combustion du bois en France. Le renouvellement du parc d'appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permettrait des réductions importantes d'émissions de particules. Ainsi, une chaudière granulés émet 2 fois moins de particules qu'un poêle pellets, et 15 fois moins qu'une cheminée à foyer ouvert.

Il est donc impératif de ne développer que des équipements performants, et de réduire les émissions de particules en commençant par

renouveler le parc ancien des équipements individuels de combustion de bois.

Biomasse énergie : un bilan positif sur la chaleur renouvelable

En 2011, l'Ademe a effectué un bilan sur le fonds chaleur outil de soutien à la production de chaleur renouvelable sur les filières biomasse (dont biogaz), énergie solaire et géothermie. Ainsi ce fond doté de 1,2 milliards d'euros sur la période 2009-2013 a permis le montage de 1638 installations soit une production d'énergie de 790 000 ktep/an dont 654 000 ktep/an issue de biomasse (dont biogaz), soit 82% de la production totale (voir fiche 3).

En termes d'emploi, la première période du fonds chaleur (2009-2013) va permettre la création d'emplois supplémentaires pérennes qui atteindront les 10 000 emplois à partir de 2015 dans le cadre d'une stabilisation du budget annuel du Fonds Chaleur autour de 250 M€ toutes ENR confondues³. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations (budget annuel constant du Fonds Chaleur), la création d'emplois pourrait atteindre 20 000 emplois en 2020. Environ 50 % de ces emplois sont indirects : les emplois directs sont ceux directement concernés par la chaîne de production et d'exploitation des biocombustibles à l'exemple des travaux forestiers (abattage, débardage, broyage) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières, alors que les emplois indirects sont les emplois sous traités à des acteurs extérieurs à la filière, à l'exemple des achats externes (tôlerie, tubes, fontes, équipements) ou de la fabrication de machines outils (abattage, débardage, broyage).

En termes d'impact sur les importations d'énergie fossile, la première période du fonds chaleur (2009-2013) entraînerait la substitution annuelle supplémentaire de plus

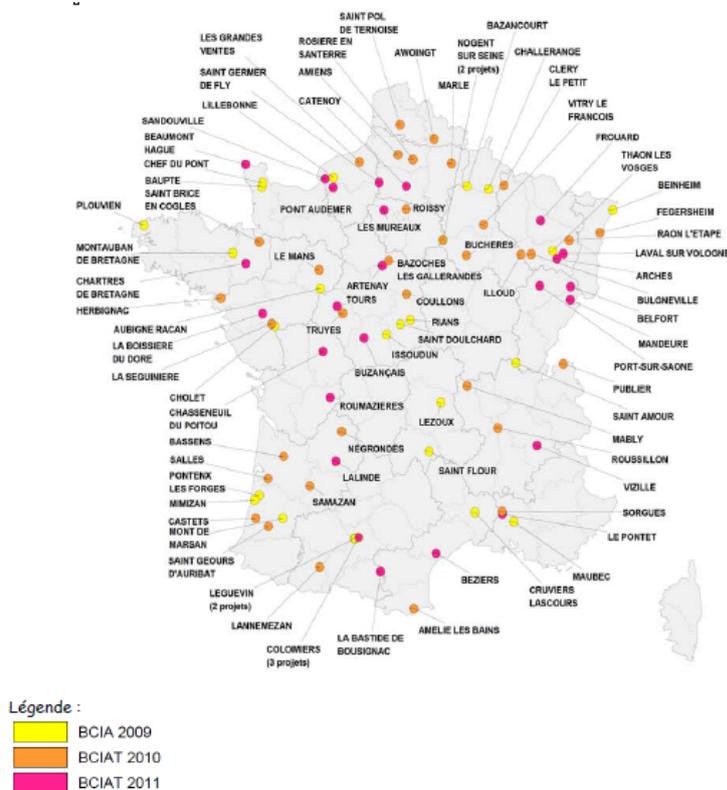
³ L'ensemble de la filière du bois énergie de l'amont à l'aval regroupe 60 300 emplois en France en 2010 (comprenant les emplois du matériel collectif et industriel, du matériel individuel, ainsi que les emplois liés aux biocombustibles eux-mêmes), dont 10% d'emplois indirects. La filière bois énergie englobe l'ensemble des acteurs de l'amont à l'aval, incluant les scieries, mais aussi les industries de trituration, les collecteurs et recycleurs de déchets et les producteurs et fournisseurs de combustibles bois. (source : *Marché actuel des nouveaux produits issus du bois et évolutions à échéance 2020*, PIPAME, février 2012)

d'un million de tep à partir de 2015. Dans le cadre d'un scénario tendanciel suivant le rythme actuel de développement des installations, la substitution annuelle d'énergie fossile supplémentaire pourrait atteindre plus de 2,5 Mtep en 2020. En prenant en compte un prix du baril de pétrole de 100 \$ (1 baril = 0,136 tep) soit 525 €/tep, l'économie nationale annuelle associée à la réduction des importations d'énergies fossiles, serait supérieure à 560 millions d'euros en 2015 et atteindrait 1,4 milliard d'euros à partir de 2020.

En termes de tendance, concernant la chaleur renouvelable d'origine biomasse, l'atteinte des objectifs 2012 du Grenelle de l'Environnement est sur la bonne voie, ce qui ne préjuge pas des gros progrès quantitatifs à accomplir pour atteindre ensuite les objectifs 2020. En effet, pour l'année 2010, par rapport à la trajectoire intermédiaire de 2012, la production de chaleur renouvelable (et de froid) serait excédentaire : +841 ktep sur l'ensemble de la biomasse solide (y compris les déchets urbains) et +46 ktep pour le biogaz. En termes d'installations et d'équipements industriels, on constate que le parc de réseaux de chaleur s'est étendu de 200 km/an en moyenne et compte 236 installations grâce au fonds chaleur. Un nouvel appel à projets est prévu en 2012. Les critères sont renforcés : un diagnostic énergétique de moins de deux ans sur l'ensemble des activités liées au projet est demandé en complément du dossier de candidature.

Par ailleurs, les projets seront sélectionnés en fonction de leur conformité aux valeurs limites d'émissions de particules fines, définies en fonction des exigences spécifiques des zones d'implantation des installations.

Figure 4 : Carte des projets retenus au BCIAT (Biomasse, Chaleur, Industrie, Agriculture, Tertiaire) du fonds chaleur en 2009-2011.



Biomasse énergie : un retard rattrapable sur l'électricité renouvelable ?

Concernant l'électricité renouvelable, l'année 2011 a été marquée par l'annonce des résultats de l'appel d'offre CRE4 (notifications finales début 2012). L'appel d'offre CRE4 permettra de rattraper le retard constaté de production d'électricité renouvelable à partir de biomasse. En 2010, la production d'électricité renouvelable à partir de biomasse solide par rapport à la trajectoire initialement prévue pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020 est de -55,3 ktep mais est excédentaire pour le biogaz : +6,7 ktep. En termes de capacités installées fin 2010, la France disposait de 774 MW issus de la « biomasse solide » (incluant la part renouvelable de l'incinération) et de 175 MW à partir de biogaz. Ainsi un retard de capacité de près de 100 MW est à constater pour la biomasse solide. Tous les projets jugés recevables par la CRE ont donc été retenus, représentant une puissance totale de 420 MW.

Les précédents appels d'offre CRE 1,2,3 étaient dominés par le secteur papeterier. L'ensemble de ces appels d'offre a permis la mise en service de 14 installations dont une

traitant du biogaz. Désormais, les énergéticiens, outre Dalkia et Cofely, bien positionnés sur la biomasse énergie s'implantent de plus en plus sur ces marchés. Ainsi, le groupe Areva a obtenu sa première centrale biomasse en France. Areva, positionné en Inde, au Brésil, au Chili et en Thaïlande va adosser une centrale biomasse de 12 MW électrique et de 30 MW thermique près du site du Tricastin en s'associant avec les chaudiéristes Leroux et Lotz technologies. Les installations remettent annuellement un rapport au préfet démontrant le respect des contraintes relatives au plan d'approvisionnement et à l'efficacité énergétique.

Figure. 5: Projets retenus à l'appel d'offre CRE4

Nom projet	Nom société	Puissance électrique (en MW)	Région	Ville
ABBF	Abengoa Bioenergy Biomasse France	3	Aquitaine	Arance
Biolaqç Energies	Biolaqç Energies	19	Aquitaine	Lacq
Biomasse Métropole	SNC COGE Vitry	18	Île-de-France	Gennevilliers
BTL Stracel	UPM-Kymmene France	26	Alsace	Strasbourg
Centrale biomasse de Bessé-sur-Braye	Compagnie de cogénération de la Braye-CCB	20	Pays de la Loire	Bessé-sur-Braye
Centrale biomasse de Descartes	Dalkia Biomasse Atlantique Industrie	20	Centre	Descartes
Centrale biomasse de Provence	E.ON Provence Biomasse	150	Provence-Alpes-Côte d'Azur	Meyreuil
Centrale biomasse du port de Brest	Dalkia Biomasse Atlantique Finistère	14	Bretagne	Brest
Centrale de cogénération biomasse de Champlain	SAS Bioere	23	Rhône-Alpes	Laveyron
Cofely- Biocean Energies	Biocean Energies	25	Limousin	Saint-Junien
Cofely/DRT/Solarezo	Biomass Energy Solutions VSG	17	Aquitaine	Vielle-Saint-Girons
Cogénération biomasse de Haubourdin	Cogénération Biomasse de Haubourdin SAS	16	Nord-Pas-de-Calais	Haubourdin
Cogénération biomasse de Novillars	Cogénération Biomasse de Novillars SAS	20	Franche-Comté	Novillars
Cogénération biomasse de Verdun	Cogénération Biomasse de Verdun SAS	18	Lorraine	Verdun
Inova Var biomasse	AE&E Inova France	22	Provence-Alpes-Côte d'Azur	Brignoles

Contributeur :
Nadia Boukhetiaia.

7 – Eolien

2011 : une année difficile au niveau mondial, mais des perspectives à terme qui restent très positives

Après des années de croissance à deux chiffres, la crise internationale a aussi marqué le marché mondial de l'éolien qui s'est contracté de 6% en 2011. La France n'a pas échappé à cette tendance qui, couplée à des changements réglementaires et des difficultés d'acceptabilité locale, a induit une réduction de 37% des nouvelles installations par rapport à 2010. L'éolien a néanmoins représenté en Europe 21% de toute la capacité de génération renouvelable installée en 2011, ainsi que 6,3% de toute l'électricité consommée.

L'évolution du marché éolien mondial en 2011

Le marché mondial de l'éolien montre en 2011 des signes de ralentissement généralisé. Outre la frilosité des marchés financiers sur les investissements à plus grand risque, comme l'éolien off-shore, certains pays européens ont durci les conditions d'implantation ou ont donné des signes de changements importants dans leurs schémas de soutien. A cela s'ajoutent les contraintes imposées par la Chine pour la maîtrise de l'intégration aux réseaux, ainsi que les incertitudes autour du mécanisme de soutien aux Etats Unis ou autour de l'investissement dans les réseaux allemands de distribution.

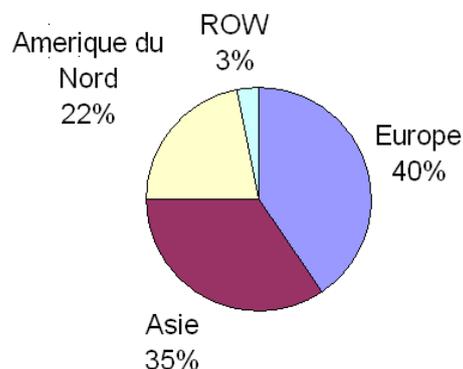
Si cette faiblesse du marché ne semble pas remettre en cause les fondamentaux de l'industrie à terme, elle a provoqué des réactions des industriels qui ont du réajuster leurs opérations, avec parfois des restructurations de taille (fermetures d'usine, délocalisations, licenciements).

Les volontés politiques semblent toujours tenir le cap en Europe, où les objectifs éoliens à 2020 non seulement restent très ambitieux mais constituent une grande partie des efforts nécessaires à la réduction d'émissions de gaz à effet de serre. En France, l'installation d'éoliennes doit ainsi permettre de réaliser presque 50% de nos objectifs en matière d'électricité renouvelable, et 17% des objectifs totaux pour les énergies renouvelables.

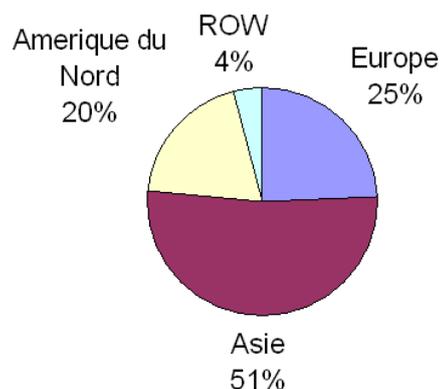
Quant à la Chine, l'objectif d'installation de 200 GW jusqu'à 2020 devrait se joindre aux efforts indiens pour soutenir le premier marché mondial en Asie. Bien que plus petit, le marché de l'Amérique Latine commence à attirer l'attention des industriels.

En Europe, l'Allemagne reste le pays leader en terme de capacités installées, suivi par l'Espagne, la France, l'Italie et la Grande-Bretagne.

Capacités installées cumulées à fin 2011 : 238.5 GW



Capacités installées en 2011 : 40,9 GW



Source : EurObserv'ER 2012.

Quant à l'éolien off-shore, le marché en 2011 a été de l'ordre de celui de 2010 (866 MW contre 883 MW) pour un total cumulé de 3,8 GW dans 53 fermes localisées dans 10 pays européens, plus de la moitié d'entre elles (55%) étant localisées au Royaume-Uni.

Le palmarès des constructeurs

La production s'est encore concentrée sur la Chine, avec trois acteurs qui montent parmi les dix meilleurs mondiaux : Sinovel, Goldwind et Dongfang.

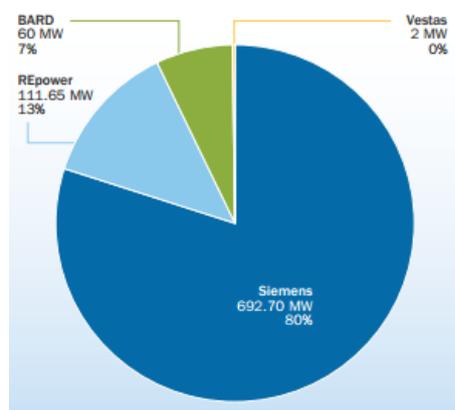
Constructeurs – marché total 2010

Constructeur de turbines	Pays d'origine	MW fournies
Vestas	Danemark	5,842
Sinovel	Chine	4,396
GE Wind	Etats Unis	3,796
Goldwind	Chine	3,740
Enercon	Allemagne	2,846
Suzlon	Inde	2,736
Dongfang E.	Chine	2,624
Gamesa	Espagne	2,587
Siemens	Allemagne	2,325
United Power	Chine	1,643
Autres		8,247
TOTAL		40,771

Source : EurObserver

Si pour l'éolien terrestre l'heure est à la consolidation voire à l'expansion limitée à des pays en développement, l'éolien offshore semble être plus attractif en matière d'investissements industriels. De nombreux industriels sont en train de faire – ou d'annoncer – des investissements importants en préparation de la montée en puissance de ce marché au Royaume-Uni, en Allemagne... et en France. Ces changements devraient favoriser l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché.

Constructeurs – marché offshore 2011



Source : EWEA 2012

Une situation contrastée sur les marchés français

Les raccordements d'éoliennes terrestres en France montrent une nette baisse en 2011

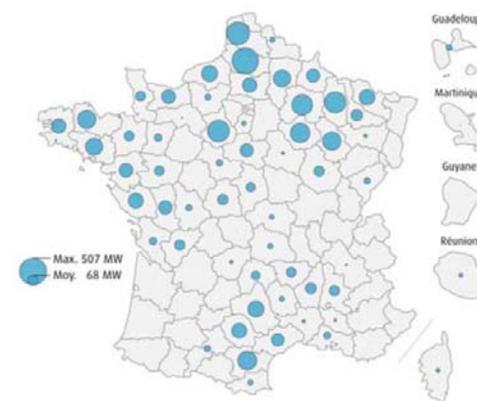
Le parc éolien s'élève à 6,7 GW (chiffre provisoire) à la fin 2011, en hausse de 13 % par rapport à fin 2010.

La production éolienne s'est accrue quant à elle de 24 % à 11,6 TWh (chiffre provisoire) sur l'ensemble de l'année 2011.

Par contre, après des années de croissance constante, les nouvelles capacités raccordées au cours de l'année 2011 sont en repli de 37 % par rapport à l'année 2010 avec seulement 800 MW complémentaires. Fin décembre 2011, les projets en attente ont tendance à diminuer : 381 sont en file d'attente pour une puissance totale de 5,4 GW (contre 391 projets pour 6,4 GW au 30 septembre), parmi lesquels seules 92 installations pourraient être raccordées dans les trimestres à venir (pour une puissance de 1 039 MW).

Outre le ralentissement enregistré au niveau mondial, cette baisse d'activité en France -bien que probablement transitoire- peut être expliquée par plusieurs raisons parmi les quelles les difficultés d'acceptabilité locale, les contentieux et les restrictions à l'implantation résultantes (par exemple la règle des 5 mats), et les récentes modifications réglementaires qui, faites dans un esprit de simplification, peuvent avoir à court terme un effet perturbateur. Tous ces éléments sont en cours d'analyse afin d'assurer le respect des objectifs 2020 fixés pour l'éolien terrestre.

Puissance installée en France par département en 2011



Source : SoeS février 2012

Un appel d'offre spécifique a par ailleurs été lancé pour l'installation d'éoliennes terrestres dans les territoires d'Outre-mer et en Corse, en complément du dispositif de soutien constitué par l'obligation d'achat. Il présente la particularité d'imposer des garanties de production électrique basées sur la prévision de la production et un moyen de stockage électrique afin de favoriser l'émergence de techniques permettant d'accroître la part d'énergie renouvelable intermittente dans des zones non interconnectées, tout en préservant la sécurité des réseaux. Les lauréats ont été annoncés en février 2012.

Le premier programme Eolien en Mer français a été lancé en juillet 2011

Le programme « Eolien en Mer » a été lancé le 11 juillet 2011 avec un premier appel d'offres portant sur l'installation d'une capacité maximale de 3 GW, sur cinq zones déterminées à la suite d'une planification concertée, visant à prévenir au mieux les conflits d'usages. Elles sont situées au large des communes du Tréport, de Fécamp, de Courseulles-sur-Mer, de Saint-Brieuc et de Saint-Nazaire.

Les lauréats ont été annoncés le 6 avril 2012. La zone du Tréport n'a pas fait l'objet d'une concurrence suffisante, et a présenté le prix d'achat de l'électricité le plus élevé parmi les 5 zones. Le lot a donc été déclaré sans suite.

Sur les zones de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Brieuc, le consortium mené par EDF et DONG – avec des éoliennes Alstom – a été retenu par le gouvernement. Enfin, sur la zone de Saint-Brieuc, c'est le consortium mené par l'énergéticien espagnol Iberdrola et Eole-RES – avec des éoliennes AREVA – qui a été déclaré lauréat.

La décision du gouvernement concernant les 4 zones retenues se base sur la conviction qu'une filière industrielle pérenne doit s'appuyer sur plusieurs acteurs structurants, que l'effort industriel et donc le risque associé doit être réparti sur différents opérateurs, afin de s'assurer que les objectifs fixés dans le cadre du Grenelle Environnement sont respectés dans la durée. Ce choix permet aussi de garantir la sécurité d'approvisionnement et de bénéficier de l'expérience d'opérateurs étrangers dans ce domaine.

La dynamique de R&D se maintient

Les avancés technologiques au niveau mondial

L'industrie éolienne continue à investir fortement dans la R&D, en particulier dans l'off-shore où 23 nouveaux modèles d'éoliennes ont été annoncés courant 2011. Les résultats de ces investissements commencent à être visibles : la puissance moyenne des éoliennes est en train d'augmenter de 2 MW/unité de moyenne cumulée à 3,6 MW/unité de moyenne installée pendant 2011. Cette tendance marquée à la hausse s'affirme avec l'arrivée sur le marché de turbines de 5 à 6 MW / unité, la moyenne des parcs en construction affichant quant à elle 3,9 MW/unité.

Les soutiens publics à la R&D en France

Lancement de l'Appel à manifestation d'intérêt (AMI) « Grand Eolien » des Investissements d'Avenir : 17 projets sont actuellement en cours d'instruction dans le cadre de l'AMI Grand Eolien, lancé par l'ADEME en 2011 et clôturé en décembre 2011. L'objectif de cet AMI est d'accompagner des innovations ou briques technologiques critiques permettant de consolider la filière renouvelable éolienne tout en poursuivant les objectifs du Grenelle à l'horizon 2020. L'AMI cible le « Grand Éolien », c'est-à-dire des composants et/ou machines d'envergure adaptés au marché terrestre, insulaire ou au marché de l'éolien en mer. Les éoliennes flottantes, déjà incluses dans un précédent appel, sont hors du champ de cet AMI. Les thématiques visées sont :

- a) L'amélioration de la compétitivité de la filière, par la diminution du coût de l'électricité produite par les éoliennes de grande puissance ;
- b) L'amélioration de l'intégration de l'éolien dans le paysage énergétique français, en proposant des synergies et solutions innovantes pour lever les conflits d'usage.
- c) Le contrôle et l'atténuation des impacts environnementaux des parcs éoliens

Labellisation de l'Institut d'Excellence en Energie Decarbonée (IEED) France Energies Marines (FEM) : A l'issue d'un processus d'évaluation par les jurys internationaux, le gouvernement a labellisé en 2011 et au début de l'année 2012 9 IEED, dont France Energies Marines fait partie, avec une dotation de 34,3 M€. Cet institut a pour

vocation de stimuler la compétitivité française de la filière des énergies marines renouvelables (EMR), dont l'éolien marin fait partie. Installé à Brest, l'institut a pour objectif de favoriser largement les interactions entre industriels et scientifiques (proximité d'Ifremer, de l'Institut Universitaire Européen de la Mer (UBO), du CNRS, du Cetmef, de Télécom Bretagne, de l'ENIB, du Centre Européen de Réalité Virtuel et de CERVAL). L'ENSTA-Bretagne, l'Ecole Navale et l'incubateur EMR de DCNS sont également proches de cette implantation. Il compte comme partenaires, entre autres :

- **Partenaires académiques** : IFREMER, CEA, CNRS ; IFP Energies Nouvelles, Ecole Centrale Nantes, ENS Cachan, ENSTA Bretagne, Université Bretagne Occidentale.
- **Pôles de compétitivité** : Pole Mer Bretagne Pole Mer PACA.
- **Régions** : Aquitaine, Basse Normandie, Bretagne, PACA, Pays de la Loire, Réunion.
- **Industriels** : Agence Economique de Bretagne, Alstom Hydro France, Alstom Wind, Areva Renouvelables, DCNS, EDF, Energie de la Lune, Geocan, Le Gaz Intégral, Nass&Wind, Nenuphar, Sabella – SAIPEM, STX Europe, TBI, Technip, VALOREM.

Accompagnement de nombreux projets innovants

Plusieurs autres projets innovants ont aussi été accompagnés dans des cadres variés. Peuvent être cités en exemple :

- a) Présentation de la candidature du projet Vertimed/Province Grand Large à l'appel Européen NER300 (éolien flottant)
- b) Accompagnement de l'installation à terre du premier prototype d'éolien flottant (Vertiwind) y de préparation des travaux pour l'installation du site test en mer (région PACA)
- c) Etudes des interférences éolien terrestre-radar (ONERA, Météo France)

Les évolutions réglementaires en France en 2011

ICPE : En 2010, la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement dite « Grenelle 2 » a soumis les installations éoliennes à la réglementation ICPE. Le décret et les arrêtés d'application de cette mesure ont été publiés au Journal Officiel en août 2011. En effet, la procédure préalable à la mise en service des éoliennes reposait essentiellement sur la procédure de permis de construire. La délivrance de ce dernier par le préfet était précédée d'une étude d'impact et d'une enquête publique pour les éoliennes de plus de 50 mètres. Cette procédure s'est avérée source de nombreux contentieux, au désavantage des porteurs de projet. La législation ICPE fournit un cadre juridique éprouvé, qui permettra notamment de définir pour l'implantation et l'exploitation, des prescriptions de nature réglementaire, générales ou spécifiques à un parc éolien donné, clarifiant les conditions de développement des projets, et rendant les autorisations délivrées juridiquement plus robustes. La procédure ICPE va permettre, à l'instar des autres installations classées, de réduire les contentieux et de renforcer le suivi national des demandes. Un interlocuteur unique sera en outre désigné pour les projets dans les services de l'Etat. L'objectif est de conduire l'instruction des demandes d'autorisation dans un délai d'un an.

Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie

La territorialisation des volets énergie et climat du Grenelle de l'environnement se fera au travers du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Ce schéma définit notamment les orientations et les objectifs régionaux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'amélioration de la qualité de l'air et de développement des filières d'énergies renouvelables. Ces documents tirent leur robustesse de la très large concertation menée localement qui permet à tous les acteurs et parties prenantes de s'exprimer et de faire valoir leur point de vue. Concernant spécifiquement l'annexe constituée du schéma régional éolien, il s'agit d'un document qui présente, à partir d'une analyse qualitative des contraintes et des potentiels, les parties du territoire régional identifiées comme « zones favorables », dans lesquelles pourront être créées les nouvelles zones de développement

de l'éolien. Ce document devrait être adopté avant l'été 2012.

Autorisation d'exploiter : L'autorisation d'exploiter une centrale de production d'électricité est prévue par l'article L.311-5 du code de l'énergie et régie par le décret n°2000-877. A partir de 2012, les installations de parcs éoliens de moins de 30 MW sont autorisées d'office et donc dispensées de cette procédure.

Contributeurs :
Georgina Grenon, Julien Thomas.

8 – Energies marines renouvelables

Des technologies encore en développement, qui ont franchi des étapes importantes en 2011

L'année 2011 a été marquée par des progrès importants en France – et dans le monde – vers la démonstration de la viabilité technico-économique nécessaire à la pré-commercialisation de ces technologies. En particulier l'hydrolien, par sa maturité et ses projections de coûts, prend une longueur d'avance.

Zoom sur l'Hydrolien

Le développement technologique en France

La première hydrolienne mise à l'eau en France est une turbine du projet de parc hydrolien EDF, développée avec une technologie Open Hydro et avec le concours de la DCNS. Elle a été mise à l'eau le 31 août 2011.

Cette hydrolienne est immergée pour être testée en conditions réelles et confirmer la viabilité de cette technologie, tant au niveau technique, qu'économique et environnemental, avant le déploiement de l'ensemble du parc qui comprendra au final 4 hydroliennes d'une puissance totale de 2 MW.

Mise à l'eau d'une hydrolienne sur le site d'EDF



L'hydrolienne est constituée d'une turbine de 16 mètres de diamètre fixée sur un lourd tripode, le tout posé sur les fonds marins, les 1.000 tonnes de l'ensemble étant suffisant pour l'immobiliser à plus de 30 mètres sous la surface. La vitesse de rotation de l'hydrolienne, actionnée par les courants marins, est de 7 à 10 tours par minute. La machine n'est donc pas une menace pour les poissons ou mammifères marins, qui pourront aisément la traverser.

A noter que d'autres acteurs se sont également lancés dans le développement des technologies hydroliennes en France (des

groupes comme Alstom, ou des entreprises plus petites comme Sabella). Des progrès importants sont aussi réalisés à l'étranger.

Des actions importantes vers un développement du marché en France

La France dispose du deuxième gisement hydrolien européen derrière le Royaume-Uni. C'est une énergie intermittente, mais très prévisible, ce qui facilite son intégration au réseau.

Le tissu industriel français dispose de toutes les compétences et savoir-faire nécessaires au développement de cette forme d'énergie : acteurs de l'industrie navale, acteurs de l'industrie hydraulique et énergétique, énergéticiens, ...

Fort de ces constats, une feuille de route pour le développement de l'énergie hydrolienne sur les côtes françaises a été présentée en mars 2012. La mise en œuvre de cette feuille de route est maintenant bien engagée :

- une demande d'informations à destination de l'ensemble des acteurs a été lancée et les contributions sont attendues pour la mi-septembre 2012.
- Une mission a été confiée à RTE sur les modalités d'évacuation de la puissance hydrolienne au large du Cotentin. Les conclusions sont attendues pour la fin de l'année 2012.
- Une étude devrait être prochainement confiée aux Centres d'études techniques du Ministère afin de développer un outil d'analyse multicritère et suffisamment détaillé permettant d'identifier des zones plus ou moins propices au déploiement des hydroliennes.
- Ces premiers travaux sont également à rapprocher des travaux menés depuis fin 2011 dans le cadre des groupes de travail sur la structuration du marché des énergies marines au sein de la DGEC.

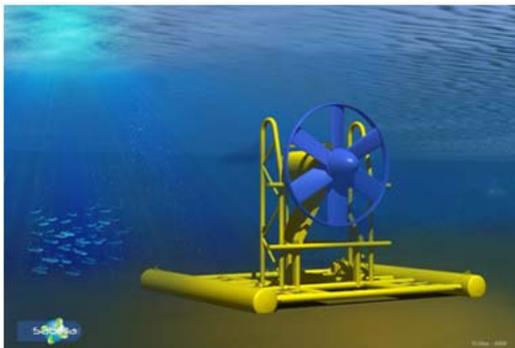
Une restitution des résultats non sensibles de ces études pourrait avoir lieu en fin d'année 2012. A ce moment là, si tous les indicateurs sont favorables, il pourra être envisagé d'entrer dans une phase de préparation d'un appel d'offres commercial.

Les soutiens publics à la R&D des Energies Marines en France

Accompagnement des projets lauréats de l'Appel à manifestation d'intérêt (AMI) Investissements d'Avenir, ainsi qu'à l'installation des premiers prototypes en mer – exemples :

- **L'hydrolienne ORCA** : proposé par Alstom et 13 autres entités industrielles ou de recherche, le projet porte sur la création d'une hydrolienne de grande taille, conçue pour des sites profonds (10 mètres et plus) et d'une puissance de 1 MW.
- **L'hydrolienne Sabella** : le projet Sabella D10 porte sur l'expérimentation au large de Ouessant d'une hydrolienne de 500kW. Utilisant les puissants courants de Fromveur (Bretagne), ce projet est porté par l'entreprise Sabella avec des partenariats auprès de Veolia Environnement, l'Ifremer, et Bureau Veritas.

Hydrolienne Sabella D10



Accompagnement de nombreux projets innovants

Plusieurs autres projets innovants ont aussi été accompagnés dans des cadres variés. Peuvent être cités en exemple :

- La candidature du projet Normandie Hydro à l'appel Européen NER300 : une ferme hydrolienne de 17 MW avec 7 hydroliennes « Open Hydro » fabriquées par DCNS et installées à 30 mètres de profondeur.
- La candidature du projet ETM à l'appel Européen NER300 : prototype de 10 MW situé à la Martinique, et porté par la Région Martinique sur la base d'une technologie développée par DCNS avec l'appui de sociétés françaises, dont STX. Ce projet d'énergie thermique marine permet de produire de l'électricité grâce à l'exploitation de la différence de

température entre les eaux de surface et les eaux profondes des océans.

Labellisation de l'Institut d'Excellence en Energie Decarbonée (IEED) France Energies Marines (FEM) : à l'issue d'un processus d'évaluation par les jurys internationaux, le Gouvernement a labellisé, fin 2011 / début 2012, 9 IEED, dont France Energies Marines fait partie, avec une dotation de 34,3M€. Cet institut a pour vocation de stimuler la compétitivité française de la filière des énergies marines renouvelables (EMR), dont l'éolien marin fait partie. Installé à Brest, l'institut a pour objectif de favoriser largement les interactions entre industriels et scientifiques (proximité d'Ifremer, de l'Institut Universitaire Européen de la Mer (UBO), du CNRS, du Cetmef, de Télécom Bretagne, de l'ENIB, du Centre Européen de Réalité Virtuel et de CERVAL). L'ENSTA-Bretagne, l'Ecole Navale et l'incubateur EMR de DCNS seront également à proximité de cette implantation.

Il est soutenu par trois pôles de compétitivité Mer Bretagne, Mer PACA et Capenergies, et regroupe ainsi plus de 20 acteurs industriels (dont 9 grands groupes), 12 structures académiques et scientifiques et 7 collectivités territoriales:

Partenaires Publics de l'IEED FEM (académiques, Pôles de compétitivité, Régions) :



Partenaires Industriels :



Il aura la charge de la gestion de plusieurs sites d'essai sur le territoire national. Les caractéristiques des sites en cours de développement sont les suivantes :

- Hydrolien à Paimpol Bréhat : 2 connexions; puissance totale 2MW ; 25 à 45m de profondeur
- Hydrolien estuarien à Bordeaux : 3 connexions, puissance totale 0.25MW, 9m de profondeur
- Houlomoteur – Le Croisic : 4 connexions, puissance totale 8MW ; 35m de profondeur
- Eolien flottant – Fos sur Mer : 3 connexions, puissance totale 10MW ; 65m de profondeur
- Eolien flottant – Groix : 2 connexions, puissance totale 10MW ; 60m de profondeur

Contributeurs :

Georgina Grenon ; Julien Thomas.

9 – Géothermie

Regroupement des professionnels, qualité et simplification réglementaire, innovation et nouveaux projets industriels : la géothermie poursuit et accélère son développement.

Du chauffage de maisons individuelles jusqu'à la production d'électricité à grande échelle – la géothermie couvre un large éventail d'usages. La filière française poursuit sa structuration, mise sur la qualité et développe de nouveaux projets innovants pour renforcer sa présence sur les différents marchés d'application en France métropolitaine, en Outre-mer et à l'international.

Les marchés

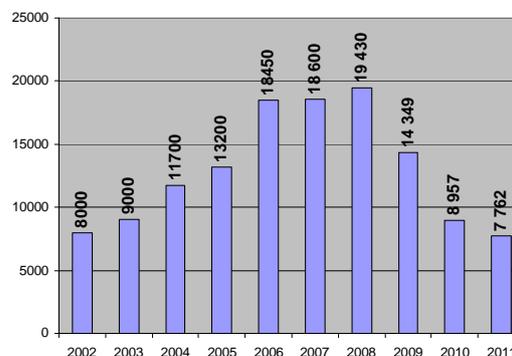
Chaleur : 1 000 000 de pompes à chaleur géothermiques en Europe, un marché français en phase de consolidation

La géothermie de très basse énergie (à faible profondeur) continue à jouer un rôle de premier plan pour le chauffage de maisons individuelles, de l'habitat collectif et du tertiaire : plus d'un million de pompes à chaleur géothermiques sont aujourd'hui installées dans l'Union Européenne, représentant une puissance thermique supérieure à 12 000 MW_{th}¹.

Le marché français, troisième marché en Europe, se trouve dans une phase de consolidation, après trois années consécutives de recul des ventes, qui s'expliquent entre autres par les impacts de la crise économique, une baisse des permis de construire dans le neuf et un besoin de mise en place d'une démarche de qualité généralisée pour les forages, appuyée par une adaptation du cadre réglementaire.

Pompes à chaleur géothermiques livrées et facturées sur le marché français [5 – 50 kW]

Sources : AFPAC / PAC & ClimInfo / GIFAM

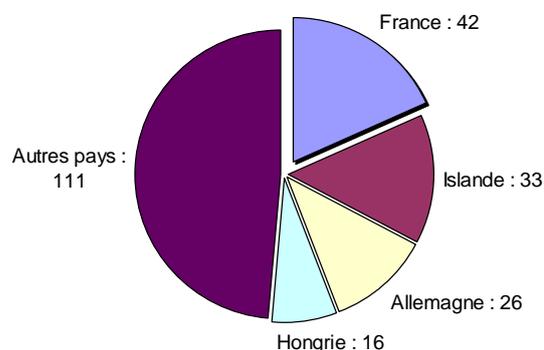


Chaleur : croissance de l'utilisation directe de la chaleur géothermique en Europe, plus de 160 000 équivalents-logements chauffés par la géothermie en région parisienne

La France garde en 2011 sa place de troisième marché européen pour l'utilisation directe de la chaleur géothermique. Elle représente en outre le plus grand marché en termes de nombre de réseaux de chaleur géothermiques, un segment prometteur qui compte pour 4 700 MW_{th} en Europe réparti sur plus de 200 réseaux. La réalisation d'environ 200 nouveaux projets est attendue à l'horizon 2015.

Réseaux de chaleur géothermiques en Europe [nombre]

Source : EGEC, Deep geothermal market report 2011



¹ EurObserv'ER, *Etat des Energies Renouvelables en Europe*, édition 2011

Le segment connaît une nouvelle dynamique, appuyée notamment par le dispositif phare du Fonds Chaleur, qui a soutenu plus de 170 projets entre 2009 et 2011, représentant une aide cumulée de plus de 50 M€, pour un montant d'investissements total de plus de 180 M€.

La géothermie pour un écoquartier

Dalkia, qui exploite 17 des 37 installations géothermiques opérationnelles aujourd'hui en Île-de France, va réaliser et exploiter pendant vingt-cinq ans, au Fort d'Issy-les Moulineaux, le premier réseau de chaleur géothermique alimentant un écoquartier. Deux puits géothermiques sont creusés à 600 mètres de profondeur, la future crèche, la villa du développement durable, deux écoles et d'autres bâtiments seront raccordés au réseau.

Chaleur et électricité : 11 000 MW_{el} de capacité de production électrique sont déjà installés dans le monde et le marché poursuit sa croissance ; en France, une filière industrielle de valorisation thermique et électrique des ressources géothermiques profondes se met en place

La production d'électricité par géothermie présente des coûts de production compétitifs si les conditions géologiques sont favorables (50 – 80 €/MWh_{el}), tout en étant non-intermittente (facteur de charge de 70% – 90%).² Le marché de la géothermie électrique poursuit sa croissance, atteignant en 2011 une capacité installée de plus de 11 000 MW_{el}, soutenu par une forte dynamique dans des pays comme l'Indonésie qui prévoit à elle seule l'installation de plus de 700 MW_{el} à l'horizon 2015.

Le Japon met en place de nouvelles réglementations incitatives afin d'exploiter son potentiel géothermique estimé à plus de 20 000 MW_{el}. Dans la préfecture de Fukushima un consortium d'entreprises travaille sur un projet de centrale géothermique de 270 MW_{el}.

En Europe, environ 1 600 MW_{el} sont installés fin 2011, dont plus de 50% en Italie. D'autres pays comme l'Allemagne se positionnent, sur un portefeuille européen d'environ 100 projets actuellement en phase de développement.

En France métropolitaine, de nouveaux projets sont en développement, associant en fonction

des besoins locaux production d'électricité et valorisation thermique des ressources géothermiques profondes. L'Alsace fait partie des territoires propices à ces développements, mais aussi d'autres régions comme l'Aquitaine ou l'Auvergne avec des nouveaux acteurs industriels parmi lesquels Fonroche Géothermie ou Electerre de France. Grâce au savoir-faire acquis à Soultz-sous-Forêts dans le cadre d'un projet pionnier d'EGS³, de nouveaux projets industriels voient le jour, dont celui associant Roquette Frères à Beinheim (voir ci-dessous).

Roquette à Beinheim – une première mondiale pour la géothermie industrielle

Le 6 mai 2011, Electricité de Strasbourg, Roquette Frères et la CDC ont officialisé leur projet d'utilisation de ressources géothermiques profondes (2 – 3 km) pour alimenter en vapeur industrielle une usine agroalimentaire. D'une puissance thermique de 25 MW_{th}, il s'agit d'une première mondiale dans son domaine. Le projet représente un investissement de 44 M€, et est soutenu à hauteur de 25 M€ par le Fonds Chaleur.

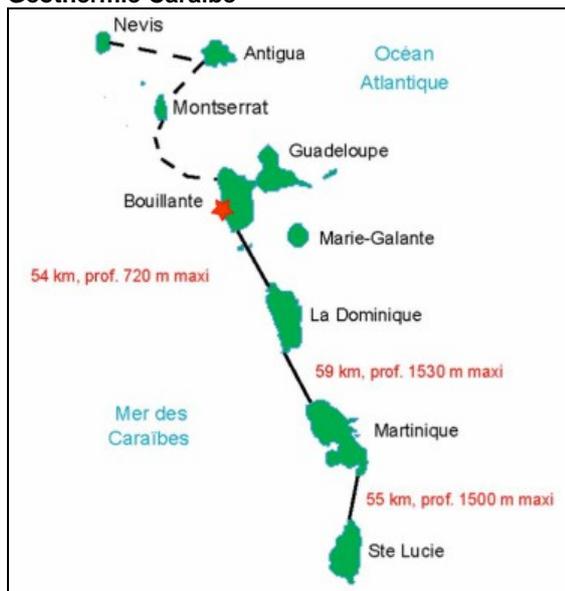
En Outre-mer, des projets sont en cours pour tirer bénéfice de conditions géologiques favorables. L'Arc des Petites Antilles figure parmi les régions propices au développement de la géothermie électrique. La centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe représente le seul site français en Outre-mer à ce jour. Le développement d'un nouveau champ (« Bouillante 3 ») fait partie des projets d'avenir pour ce site.

Le projet « Géothermie Caraïbe », porté par l'ADEME et les Régions Guadeloupe et Martinique, et d'une durée de deux ans (2012-2013), vise à identifier les conditions nécessaires pour la mise en œuvre d'un programme de développement de la production d'électricité géothermique.

² JRC, SETplan technology map, 2011

³ « Enhanced geothermal systems » : exploitation de fluides géothermiques présents dans des réservoirs très profonds.

Géothermie Caraïbe



Source : Programme Interreg

Projet à dimension régionale et internationale, il comporte des volets techniques mais aussi transversaux portant sur la formation et la communication. Les îles de l'Arc Caraïbe bénéficient d'une biodiversité exceptionnelle à préserver. Le projet a donc mis l'accent sur l'excellence environnementale, avec le souci de développer de futurs projets de géothermie aux impacts limités et parfaitement intégrés dans leur environnement.

Les acteurs de la filière

Une filière française qui poursuit sa structuration, un salon national dédié à la géothermie

En matière d'organisation professionnelle de la filière, l'année 2010 avait été marquée par la création de l'Association Française des Professionnels de la Géothermie. Début 2012, l'AFPG compte 80 adhérents couvrant l'ensemble des métiers et segments de la géothermie. En s'appuyant sur son partenariat avec l'ADEME, l'AFPG poursuit son action en faveur du développement de la filière. Des actions communes avec le BRGM, la Commission Géothermie du Syndicat des Energies Renouvelables et avec l'EGEC⁴ au niveau européen sont en cours.

⁴ European Geothermal Energy Council

Les Journées de la Géothermie 2011

Salon national dédié à la géothermie, les premières Journées de la Géothermie ont été organisées par l'AFPG en décembre 2011 à Paris. Plus de 1 200 participants et environ 60 exposants ont participé à l'événement. La seconde édition est d'ores et déjà programmée et aura lieu les 14 et 15 novembre 2012 à la Cité des Sciences à Paris.

R&D et innovation

Une feuille de route stratégique pour la géothermie, de nombreux projets dans le cadre des Investissements d'Avenir

Sous l'égide de l'ADEME, une feuille de route stratégique a été rédigée, associant un comité d'experts de la filière. Publiée en septembre 2011, la feuille de route présente des visions prospectives pour la filière. Elle identifie les principaux verrous, priorités de recherche et besoins de plateformes et de démonstrateurs, en vue du soutien de projets dans le cadre des Investissements d'Avenir.

Parmi les projets soutenus figurent le laboratoire d'excellence « G-Eau-Thermie profonde » en Alsace, sélectionné en février 2012, l'IEED « Geodnergies » porté par le BRGM labellisé en mars 2012 et plusieurs projets candidats de démonstrateurs préindustriels de production d'électricité déposés dans le cadre de l'AMI Géothermie clos en mars 2012.

Les perspectives pour la filière

Poursuivre la structuration de la filière et faire émerger des pôles d'excellence

La géothermie couvre un ensemble de filières avec une importante diversité d'applications et de métiers. Il s'agira de poursuivre la structuration et organisation de la filière, en veillant notamment au rapprochement des métiers de l'exploration du sous-sol et de la production d'énergie en surface. L'émergence de pôles d'excellence en Alsace sur la géothermie profonde, en Guadeloupe sur la géothermie en zone volcanique et en région Centre avec l'IEED Geodnergies devra permettre d'accélérer le développement de la filière, une articulation adéquate entre ces initiatives sera utile.

Pompes à chaleur géothermiques – pérenniser la filière avec un cadre réglementaire adapté et une démarche qualité généralisée.

L'objectif est de revoir l'encadrement réglementaire (datant essentiellement de la fin des années 70) et de systématiser une démarche de qualité pour les forages ; les travaux associés ont franchi une première étape importante avec une disposition législative votée en mars 2012⁵ ouvrant la voie à une adaptation du cadre réglementaire par décret. Les différentes parties prenantes, dont le Comité National de la Géothermie, sont étroitement associées à ces travaux. Le nouveau cadre devra permettre d'exploiter pleinement le potentiel de cette géothermie pour le chauffage et le refroidissement de bâtiments, en atteignant au minimum l'objectif de 2 millions de foyers équipés en 2020.⁶

La systématisation d'une démarche qualité pour les forages devra être accompagnée de la mise en place à court terme d'actions de formation des foreurs.

Réseaux de chaleur géothermiques et autres usages directs – appuyer la dynamique actuelle et diversifier la filière.

Il s'agit d'accompagner les projets actuels et futurs dans ce segment qui connaît une nouvelle dynamique. Il reste encore un chemin important à parcourir pour atteindre l'objectif européen en 2020. La pérennité du dispositif Fonds Chaleur au-delà de 2013 représente un enjeu essentiel. Une diversification au niveau de l'implantation géographique et au niveau des usages est à apporter à ce segment pour l'instant fortement francilien, afin de développer des usages agricoles et industriels sur l'ensemble du territoire.

Géothermie haute énergie – accompagner une nouvelle filière industrielle en France métropolitaine et outre-mer, développer une offre à l'export du savoir-faire français sur les marchés internationaux.

Les différentes actions menées sur le tarif d'achat, le soutien à l'innovation dans le cadre des Investissements d'Avenir et la structuration de la filière ont catalysé l'arrivée de nouveaux acteurs industriels et de nouveaux projets dans

le domaine de la géothermie haute énergie. Il s'agira d'accompagner l'émergence d'une filière industrielle, par le suivi technique et réglementaire des nouveaux projets pour la métropole et l'Outre-mer, et par la concertation entre les différentes parties prenantes sur une stratégie commune de développement avec des objectifs partagés. Un nouveau départ se dessine également pour la géothermie en Outre-mer, qui devra contribuer à l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables dans ces territoires, fixés par le Grenelle de l'Environnement. L'Outre-mer représente également une possible base de départ pour l'export du savoir-faire français. Il s'agit là d'un autre axe fort de développement, actuellement à l'étude.

Contributeurs :

Christian Oeser ; Sabine Cavellec ; Jacques-Emmanuel Dumiot ; Claudine Rondeau ; Yann Ménager ; Martine Leclercq ; Julien Fyot.

⁵ Loi 2012-387 du 22 mars 2012 relative à la simplification du droit et à l'allègement des procédures administratives

⁶ Objectif du COMOP 10 repris dans la PPI chaleur, pompes à chaleur aérothermiques incluses.

10 – Hydroélectricité

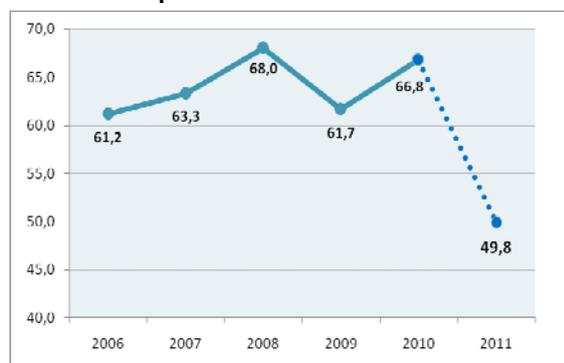
2011-2012 : Une période décisive pour répondre aux défis structurants de la filière

L'hydroélectricité représente un atout majeur pour la production électrique française. Avec 25 600 MW de puissance installée et environ 10% de la production électrique en 2011, l'hydraulique est la deuxième source de production derrière le nucléaire, et la première source d'électricité d'origine renouvelable en France. L'ensemble des barrages permet de stocker environ 7 500 milliards de litres pour utiliser cette source d'énergie aux moments de plus forte consommation, faisant de cette énergie une ressource essentielle pour la sécurité du réseau. En venant ainsi remplacer des centrales thermiques à flamme, ce sont près de 18 millions de tonnes de CO₂ qui ne sont pas émises dans l'atmosphère grâce à l'hydroélectricité.

Bilan de la production hydroélectrique en France

L'année 2011 a été une année de sécheresse record, particulièrement marquée au printemps et à l'automne. Les données du gestionnaire du réseau de transport indiquent une baisse de production de plus de 25% par rapport à 2010, pour passer en dessous du seuil des 50 TWh annuel (contre 67 TWh l'année précédente). Ce déficit de production hydroélectrique a été majoritairement compensé par une augmentation de la production nucléaire, permettant ainsi de limiter les émissions de CO₂ liées à la production électrique.

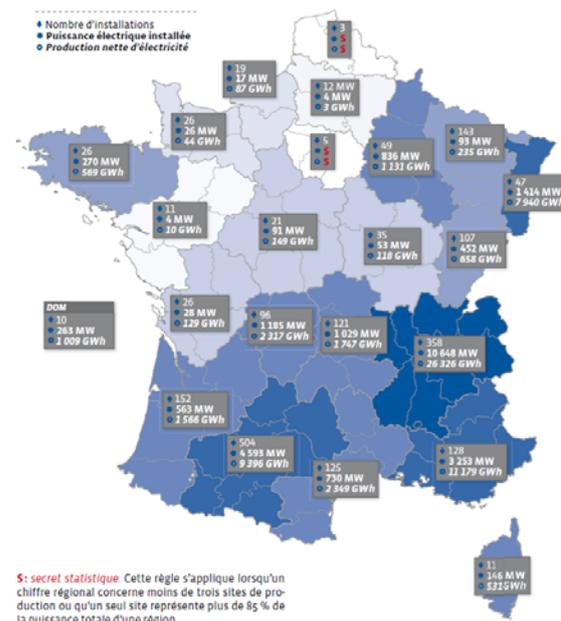
Evolution de la production hydroélectrique en France métropolitaine sur 2006 - 2011



Source SOeS et RTE 2012 (données provisoires pour l'année 2011)

Le service de l'observation et des statistiques (SOeS) du ministère du développement durable, publie chaque année les résultats de l'enquête sur la production d'électricité¹. Ainsi, l'enquête 2011 permet d'avoir une vision exhaustive de la production hydroélectrique en France sur l'année 2010 :

Puissance installée et production hydroélectrique par région en 2010



Source Observ'ER & SOeS 2012

Programme de renouvellement des concessions par mise en concurrence

Initié en 2010, le programme de renouvellement des concessions, qui porte sur dix concessions de vallées (5 300 MW de puissance installée, soit 20% du parc hydroélectrique concédé), constitue une opportunité de premier ordre pour la mise en valeur du potentiel de production hydroélectrique national. Ce programme permettra la réalisation de nouveaux investissements susceptibles d'optimiser la production énergétique, qu'il s'agisse de la modernisation des ouvrages existants ou de la création de nouveaux équipements, notamment des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Il permettra également de consolider, dans le règlement de concession, tous les engagements environnementaux existants, puis des

¹ Disponible sur le site internet : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>.

améliorations lors de la mise en concurrence, qui sera donc l'occasion de concilier, pour chaque installation hydraulique, l'optimisation des performances énergétiques et la gestion équilibrée de la ressource en eau (préservation des milieux aquatiques et des usages de l'eau). Par ailleurs, ce programme de renouvellement préservera la cohérence des périmètres de concession par le regroupement des concessions nécessitant une gestion coordonnée, qui doit ainsi permettre d'optimiser la production d'énergie renouvelable mais aussi la sûreté hydraulique et la gestion des contraintes en termes de qualité de l'eau, de bon potentiel ou de débit à l'aval.

Suivi de la convention pour une hydroélectricité durable

La « convention pour une hydroélectricité durable en cohérence avec la restauration des milieux aquatiques » signée le 23 juin 2010 par l'ensemble des parties prenantes (producteurs d'électricité, pouvoirs publics, associations environnementales) s'est réunie pour la quatrième fois au mois d'avril 2012. Cette convention permet le suivi de plusieurs objectifs du Grenelle de l'environnement, qui déclinent les engagements de la France en matière de développement d'énergies renouvelables et de protection des milieux aquatiques.

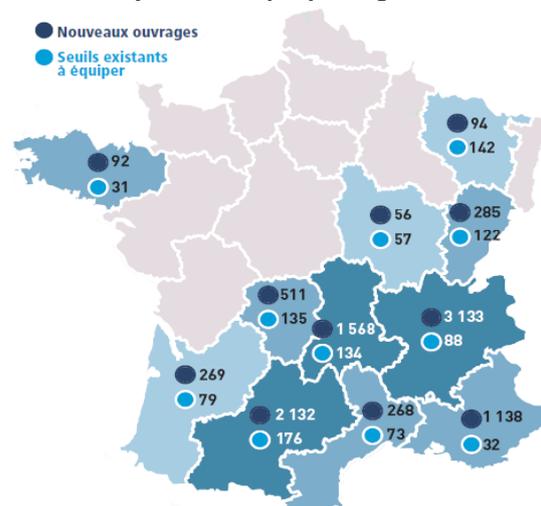
A l'ordre du jour de cette dernière session figurait notamment le sujet des impacts de la loi Warsmann sur l'hydroélectricité. L'article 56 de cette loi permet la simplification de la réglementation en matière d'hydroélectricité, en rattachant les ouvrages sous le régime de la concession au livre V du code de l'Énergie, et ceux sous le régime de l'autorisation au livre II du code de l'Environnement, avec des renvois entre les deux codes.

Développement du potentiel hydroélectrique en France

Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements électriques (PPI) et afin d'atteindre les engagements de la loi Grenelle 2, la France s'est fixé l'objectif de développer sa production hydroélectrique de +3 TWh et d'augmenter la puissance installée de 3000 MW à l'horizon 2020, dans une démarche de développement durable et d'une hydroélectricité respectueuse de l'environnement et de la biodiversité.

Les études de potentiel hydroélectrique menées dans le cadre des schémas régionaux climat-air-énergie (SRCAE) sont en phase de finalisation pour l'ensemble des régions. Parallèlement à ces études, l'UFE a présenté sa propre étude qui conclut à un potentiel d'augmentation brut annuel allant jusqu'à 10,6 TWh, soit +16% par rapport à la production hydroélectrique nationale. Ce potentiel hydroélectrique supplémentaire se décompose en 9,5 TWh pour de nouveaux sites à équiper et 1,1 TWh pour l'optimisation des ouvrages existants. Toutefois, ce potentiel brut de développement ne tient pas compte de la faisabilité des nouveaux projets identifiés (faisabilité technico économique, classement des cours d'eau, etc.). Par ailleurs, le relèvement des débits réservés au 1er janvier 2014 devraient réduire la production nationale d'environ 2 TWh.

Potentiel hydroélectrique par région en GWh



Source UFE 2012

L'activité de la filière hydroélectrique en France et à l'étranger

L'ADEME réalise chaque année une étude de l'activité de la filière hydroélectrique. En 2011, celle-ci représente environ 10 750 emplois en France, qui se concentrent principalement l'exploitation des sites avec 8 600 emplois, la partie fabrication, ingénierie et R&D représentant sur l'ensemble 2 150 emplois. Le chiffre d'affaires du secteur est estimé sur 2011 par l'ADEME à 2,65 milliards d'euros, correspondant à l'exploitation des sites.

Le savoir-faire français en hydroélectricité est mondialement reconnu, et l'activité des entreprises françaises à l'étranger est en essor. GDF-Suez dispose de 16 GW de

puissance installée en hydroélectricité à l'international. Le groupe est implanté aux Etats-Unis, en Belgique, au Royaume-Uni, au Chili et au Brésil où il est le premier producteur privé d'électricité du pays, avec 13 centrales hydroélectriques. Ce sont les études et l'ingénierie qui constituent le gros des exportations, contre les exportations d'équipements (évaluées à 125 M€ en 2011 par l'ADEME). On peut citer par exemple EDF qui étudie actuellement des projets en Afrique Australe (1 500 MW), en Amérique Latine (10 000 MW), en Asie du Sud-Est (300 MW) et un projet marémoteur en Amérique du Nord pour une puissance de 400 MW. EDF a également réalisé l'aménagement de Nam Theun 2 au Laos, et la CNR a terminé la réalisation d'un ouvrage hydroélectrique en Albanie.

Nouvel aménagement de Gavet-Romanche

La construction par EDF d'une nouvelle centrale de 92 MW sur la commune de Livet-et-Gavet constitue actuellement le plus gros chantier hydroélectrique en France. Cette nouvelle centrale vient en remplacement de six anciennes centrales existantes situées le long de la Romanche. Ces travaux pour un coût total de 250 millions d'euros permettront la production de 150 GWh supplémentaires, soit la consommation résidentielle annuelle d'une ville de 60 000 habitants. Mais ce réaménagement de la vallée permettra également une meilleure prise en compte des objectifs de la convention pour une hydroélectricité durable.

Le nouvel aménagement de Romanche-Gavet sera mis en service en 2017



Photo EDF © CHRISTOPHE HURET - DOMINO EURL

Le développement de la petite hydroélectricité en France

Le terme de petite hydroélectricité regroupe les centrales d'une puissance inférieure à 10 MW. Elles fonctionnent le plus souvent au fil de l'eau. Leur nombre est en constante augmentation sur les dernières années, avec 1 935 installations en France en 2010, soit + 4% par rapport à l'année précédente, pour une production de 6,9 TWh sur l'année.

Le développement de la petite hydroélectricité est encouragé par le dispositif d'obligation d'achat, défini par l'article L314-1 du code de l'Energie, dont les modalités d'application sont déclinées par l'arrêté tarifaire du 1er mars 2007 ainsi que l'arrêté « rénovation » du 14 mars 2011. Enfin, apparaissent également des offres tarifaires émanant d'agrégateurs indépendants comme HEX, Hydronext, Novawatt, et également certains producteurs et distributeurs d'électricité, s'adressant aux producteurs de petites installations hydroélectriques qui choisiraient de sortir de l'obligation d'achat.

Sur le plan environnemental, le « Guide pour le développement de petites centrales hydroélectrique dans le respect des milieux naturels » édité en 2011 par l'ADEME et France-Hydro-Electricité s'inscrit dans la lignée des engagements de la convention pour une hydroélectricité durable du 23 juin 2010.

Contributeur :
Jonathan Weill

11 – Nucléaire

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, l'année 2011 a été principalement marquée par l'accident survenu à Fukushima.

L'accident survenu à Fukushima en mars 2011 a remis en lumière la nécessité d'une exigence absolue en matière de sûreté nucléaire et de transparence. Dans les premières conclusions des évaluations complémentaires de sûreté commandées par le Premier ministre, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) considère que les réacteurs français présentent un niveau de sûreté suffisant pour pouvoir continuer d'être exploités mais que leur résistance face à des situations extrêmes doit être renforcée.

Au plan international, l'accident de Fukushima a eu des répercussions dans plusieurs pays d'Europe mais un impact limité au niveau mondial et la très grande majorité des pays qui souhaitent s'appuyer dans l'avenir sur l'énergie nucléaire ont confirmé ce choix.

L'accident de Fukushima et ses conséquences en France et à l'international

En France

Afin de tirer les leçons de cet accident pour les installations nucléaires en France, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a lancé des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires dans le contexte de l'accident de la centrale de Fukushima, démarche répondant à la fois à une demande du Premier ministre et à une recommandation du Conseil européen. Le cahier des charges de ces ECS a été approuvé par l'ENSREG qui regroupe l'ensemble des autorités de sûreté européennes. En France, la totalité des installations est concernée et le cahier des charges prend en compte de plus la problématique de la sous-traitance.

A l'issue des ECS menées sur les réacteurs et les principales installations du cycle du combustible à La Hague et dans la vallée du Rhône, l'Autorité de sûreté nucléaire dans son avis du 3 janvier 2012 « considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges

de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes », avec notamment la constitution d'un « noyau dur » capable de résister aux événements extrêmes et la mise en place de forces d'intervention rapide, capable d'intervenir en cas d'accident en moins de 24h sur n'importe quel site.

L'accident de Fukushima a montré que des progrès dans la connaissance en matière de résistance à des situations extrêmes sont encore nécessaires. Il s'agit en particulier de tirer des enseignements nouveaux des conditions ayant conduit à cet accident nucléaire majeur et d'approfondir l'étude des modalités de gestion de ces accidents ainsi que l'étude de l'impact de ces accidents en matière de rejets de matières radioactives. Le gouvernement a décidé d'engager des moyens supplémentaires importants pour renforcer la recherche en matière de sûreté en redéployant pour cela 50M€ sur des programmes d'investissement d'avenir consacrés au nucléaire du futur.

Au plan international

Suite à l'accident de Fukushima, l'AIEA a adopté un plan d'action en faveur de la sûreté nucléaire qui promeut notamment la réalisation de tests de résistance des installations face aux événements extrêmes, le renforcement des revues par les pairs, le renforcement des normes de sûreté et l'accroissement de la coopération entre les pays, notamment en direction des pays souhaitant se lancer dans l'énergie nucléaire.

La France promeut par ailleurs au plan international la mise en place de mécanismes de réaction rapide capables d'intervenir en moins de 24h en cas d'accident ainsi que la création d'un centre international de formation à la gestion de crise.

Les marchés et l'industrie du nucléaire en 2011

Les marchés des réacteurs

Au 1^{er} avril 2012, 436 réacteurs nucléaires civils destinés à la production d'électricité fonctionnent, dont cependant 50 sont provisoirement à l'arrêt au Japon, et 59 sont en construction pour un investissement de l'ordre de 250 milliards d'euros. Dans quelques pays (Allemagne, Suisse, Belgique, Italie), la sortie du nucléaire a été décidée ou confirmée suite à l'accident de Fukushima. Dans d'autres, le programme a été décalé de quelques années pour prendre en compte le retour d'expérience. Dans la majorité des pays (Chine, Inde, Pologne, République Tchèque...), le programme nucléaire n'a pas été affecté.

Areva, dont 4 réacteurs de 3^{ème} génération EPR sont en cours de construction dans le monde, développe en partenariat avec Mitsubishi un réacteur de 3^{ème} génération de 1100 MW, nommé Atméa 1. En 2011, après instruction du dossier de l'Atméa 1, l'ASN a conclu que les objectifs et options de sûreté du réacteur, prenant en compte les risques internes et externes ainsi que les premiers enseignements de l'accident de Fukushima, tel qu'analysé par ATMEA, sont satisfaisants au regard de la réglementation française.

Les actions de renforcement de la filière

Dans le cadre des Etats Généraux de l'Industrie, le 25 juillet 2011, le Ministre chargé de l'énergie a installé le Comité stratégique de filière nucléaire, conformément aux conclusions du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011. Ce comité réunit l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire, sociétés d'ingénierie, fournisseurs de services, fabricants d'équipements, entreprises du cycle du combustible, donneurs d'ordres, sous-traitants, organisations syndicales représentatives des salariés. Il a pour mission de renforcer les relations et les partenariats entre les différents acteurs de l'industrie nucléaire.

Un partenariat stratégique complet et opérationnel entre EDF et Areva entériné par le Conseil de politique nucléaire le 8 février 2012 : après la signature en juillet 2011 d'un accord technique et commercial relatif à la poursuite de l'optimisation de l'EPR, à l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, à la

gestion du cycle du combustible, EDF et Areva ont finalisé un accord sur les réacteurs de 1000 MW de troisième génération et un accord relatif à l'approvisionnement de long terme d'EDF en uranium au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité du parc français.

Les évolutions du contexte réglementaire

Contexte réglementaire international

Un point important au plan de l'harmonisation des pratiques au niveau européen est l'adoption de la directive 2011/70/Euratom qui établit un cadre communautaire visant à garantir la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Cette directive couvre tous les aspects de la gestion des déchets et du combustible usé, depuis leur production jusqu'au stockage à long terme. En particulier, chaque Etat membre devra mettre en place un programme national de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé. La France possède déjà un tel outil avec le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui est édité tous les trois ans, la prochaine édition étant prévue pour couvrir la période 2013-2016.

Responsabilité civile nucléaire

Le plafond de responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est fixé actuellement à près de 91,5 M€. Il sera porté à 700 M€ lorsque le protocole de 2004, ratifié par la France en 2006, modifiant la convention de Paris sera entré en vigueur après ratification par la Belgique, la Grande-Bretagne et l'Italie. Sans attendre ces ratifications complémentaires, un projet de loi pourrait être déposé permettant de porter de manière unilatérale ce plafond à 700 M€.

Contexte réglementaire national

Un arrêté a été pris en date du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. Cet arrêté traite du management de la sûreté, de l'information du public, de la maîtrise des risques d'accident, de la maîtrise de l'impact sur la santé et l'environnement, de la gestion des déchets, des situations d'urgence. Il procède à l'actualisation, au regard du nouveau cadre législatif institué par la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la

transparence et la sécurité en matière nucléaire, de trois arrêtés interministériels plus anciens et comporte également des dispositions issues des travaux d'harmonisation réalisés par l'association des autorités de sûreté nucléaire européennes. Il transpose également aux installations nucléaires de base certaines dispositions communautaires.

L'année 2011 marquée en France par plusieurs rapports sur la filière nucléaire

Rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière nucléaire

En mai 2011, le Premier ministre a demandé à la Cour des comptes un rapport sur les « coûts de la filière nucléaire ». Ce rapport, remis le 31 janvier 2012, donne une vision précise des coûts d'investissement et d'exploitation des installations nécessaires à la production d'électricité nucléaire, des dépenses à prévoir pour la maintenance ainsi que des charges futures de démantèlement et de gestion à long terme des déchets.

L'examen de la Cour ne fait pas apparaître de coût « caché » qui ne serait pas pris en compte au sein de la régulation économique globale de la filière nucléaire. Il montre que le coût de production est peu sensible aux incertitudes portant sur les charges futures de démantèlement ou de gestion des déchets, mais que la relance des investissements conduit à une hausse de l'ordre de 10% à 15% du coût de production en moyenne sur les 15 prochaines années par rapport au niveau de 2010. Il conclut enfin que les dépenses réalisées sur crédits publics (activités de contrôle et de recherche) et les recettes provenant de la taxe sur les installations nucléaires ont des ordres de grandeur « voisins ».

Rapport Energies 2050

Le Ministre chargé de l'énergie a demandé en octobre 2011 à une commission d'explorer plusieurs scénarios possibles du devenir du système énergétique français aux horizons 2030-2050, prenant en compte la sécurité et la compétitivité de l'approvisionnement en énergie de la France, ainsi que la protection de l'environnement, la lutte contre le réchauffement climatique et l'acceptabilité sociale des différents scénarios. Cette commission Energies 2050 a remis son rapport

le 13 février 2012. Elle souligne la nécessité de tenir compte dans l'élaboration de scénarios énergétiques à l'horizon 2050 de « l'incertitude [qui] porte sur tous les domaines : elle est technologique, économique, politique, financière et même démographique. La flexibilité est donc essentielle ». La commission estime que le scénario de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire existant offre cette opportunité car il « pourrait permettre à certaines technologies de devenir matures sur les plans économiques et techniques, de sorte qu'elles puissent contribuer à la décarbonisation du mix électrique au moment du renouvellement du parc nucléaire prolongé ». Elle considère par conséquent que « la prolongation de la durée de vie du parc actuel [est] la solution de moindre regret », d'autant que les coûts qui y sont associés devraient rester « nettement inférieurs à ceux de n'importe quelle solution alternative, qu'elle soit fossile ou renouvelable ».

Contributeurs :

Timothée Furois ; Thierry Lièven ; Julien Marchal.

12 – Photovoltaïque et solaire thermodynamique

L'année 2011 marquée par de fortes restructurations de la filière photovoltaïque au niveau mondial : déséquilibre du marché, baisse des prix et ajustement des politiques de soutien

Le déploiement mondial du photovoltaïque a enregistré une vive croissance en 2011. Le marché de la fabrication des cellules et modules a quant à lui été fortement dynamisé par les baisses de coûts des technologies concernées. L'Europe a encore dominé le marché en terme de puissance installée raccordée au réseau. Celui-ci reste encore très concentré sur certains pays et évolue en fonction des ajustements des politiques de soutien.

Ces évolutions des coûts et les ajustements consécutifs des politiques publiques ont conduit en 2011 à un déséquilibre du marché, la capacité mondiale de production devenant deux fois supérieure à la demande. La chute des prix des panneaux s'est accentuée, faisant fondre les marges jusqu'à entraîner des restructurations et même des faillites chez de nombreux fabricants.

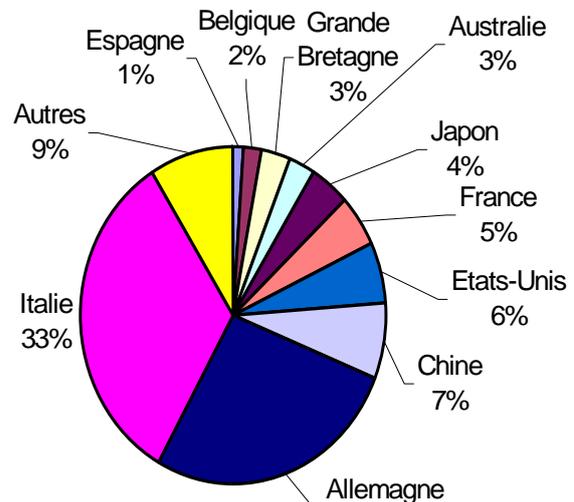
Le marché photovoltaïque mondial en 2011

Le marché mondial du photovoltaïque (PV), encore concentré dans certains pays, garde un fort potentiel de maturation technologique, d'amélioration de la performance (dans certaines configurations) et de croissance dans de nombreuses régions. Il est actuellement dominé par l'Europe en termes de capacité installée et devrait être soutenu à moyen terme par les marchés chinois, américain et japonais ainsi que par celui des régions fortement ensoleillées comme l'Afrique ou le Moyen-orient.

Avec 69 GW de puissance installée à travers le monde fin 2011, la technologie PV détient, après l'hydraulique et l'éolien, la troisième plus importante puissance installée d'origine renouvelable. Ce sont ainsi 80 TWh d'énergie électrique PV qui ont été produits en 2011, soit l'équivalent de la consommation d'électricité de 20 millions de foyers.

Plus de 29 GW ont été raccordés au réseau électrique en 2011 dans le monde – contre 16,8 GW en 2010 – dont les trois quart en Europe.

Puissances crêtes PV raccordées par pays durant l'année 2011



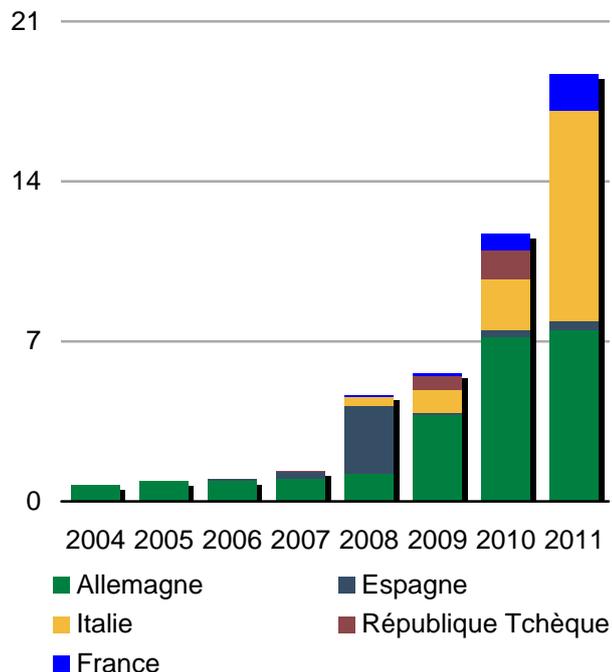
Source : EPIA

Le marché photovoltaïque européen en 2011

En Europe, les 51,3 GW de puissance installée fin 2011 (soit une hausse de 70% en un an) ont permis de produire sur l'année 44,8 TWh d'énergie électrique pour alimenter l'équivalent de 15 millions de foyers.

L'UE a installé 21,5 GW au cours de l'année, soit 74% de la croissance mondiale en puissance installée. Dynamisée par des politiques de soutiens avantageuses, l'Europe a ainsi conservé en 2011 sa position dominante dans le déploiement de la technologie PV, tirée par l'Italie, l'Allemagne et la France. Ces pays aux marchés les plus développés, devraient subir une stabilisation de leur marché au profit du reste de l'Europe.

Puissance nouvellement raccordée au réseau européen au cours d'une année (GW)



Source : IHS emerging energy et Eurobserv'Er

Cette forte activité a permis de dépasser les objectifs de déploiement fixés par certains pays, comme la France. Mais cette très rapide croissance était devenue insoutenable, les dispositifs d'aide étant devenus dans l'ensemble trop généreux au regard de la baisse des coûts des technologies employées, ce déséquilibre ayant entraîné une hausse non maîtrisée de la demande. Ces dispositifs d'aide ont donc été révisés à la baisse dans la plupart des pays européens.

L'Italie

Au cours de l'année 2011, l'Italie a installé 9,2 GW de PV, devançant ainsi pour la première fois la croissance de l'Allemagne avec qui elle s'est partagée 60% de la puissance connectée à travers le monde durant l'année. Cette forte croissance du marché italien est à comparer aux 2,3 GW raccordés au cours de l'année 2010. La nouvelle politique tarifaire appliquée en juin 2011, bien que plus stricte et moins avantageuse que la précédente, a tout de même permis d'enregistrer la connexion de 4 GW sur la seconde moitié de l'année seulement. Cette politique vient d'être encore revue à la baisse au 2^{ème} trimestre 2012. Avec un parc PV de 12,7 GW, l'Italie détient la seconde place en Europe de puissance installée, derrière l'Allemagne. Les 10,7 TWh

de production d'électricité PV en 2011 (multiplié par 5 en un an) ont, pour la première fois, dépassé les 10,1 TWh de production d'électricité d'origine éolienne dans le pays.

L'Allemagne

Malgré un début d'année assez calme en raison de conditions météorologiques défavorables et d'une baisse des tarifs d'achat, l'Allemagne a enregistré une importante croissance de 7,5 GW en 2011, fortement tirée par le dernier trimestre de l'année. L'Allemagne garde ainsi la puissance cumulée la plus importante au monde, avec 24,8 GW de puissance installée sur l'ensemble de son parc (36% de la puissance mondiale).

La France

La France a enregistré 1,6 GW de raccordement PV sur son réseau en 2011, marquant une croissance rapide. Derrière l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne, la France tient ainsi la quatrième place du parc européen le plus puissant, avec 2,8 GW de puissance cumulée. Les modifications du dispositif de soutien intervenues en 2011 devraient conduire à des croissances plus faibles sur les années à venir.

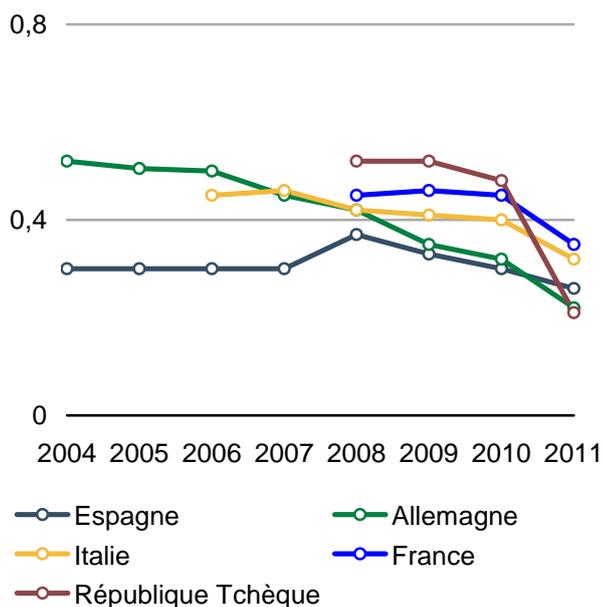
Le Royaume-Uni

Le marché britannique s'est particulièrement développé en 2011 avec plus de 0,9 GW de raccordement, cumulant ainsi 1 GW sur l'ensemble du territoire. La croissance très appuyée fin 2010, soutenue par des aides avantageuses instaurées en avril de la même année, a contraint le gouvernement britannique à réviser les tarifs d'achat à la baisse en janvier 2011 pour les installations de plus de 50 kW et en octobre 2011 pour les plus petites installations. De nombreux projets et connexions au réseau se sont développés avant l'application de ces ajustements tarifaires.

L'évolution des prix

L'année 2011 a été marquée par une convergence des prix du PV entre les pays européens. Cette convergence s'explique par une baisse du coût des modules PV et des prestations du secteur des services d'installation, entraînant dans un premier temps une croissance forte des installations, puis une diminution des avantages tarifaires suite à l'explosion des coûts publics.

Evolution des tarifs moyens par pays (€/kWh)



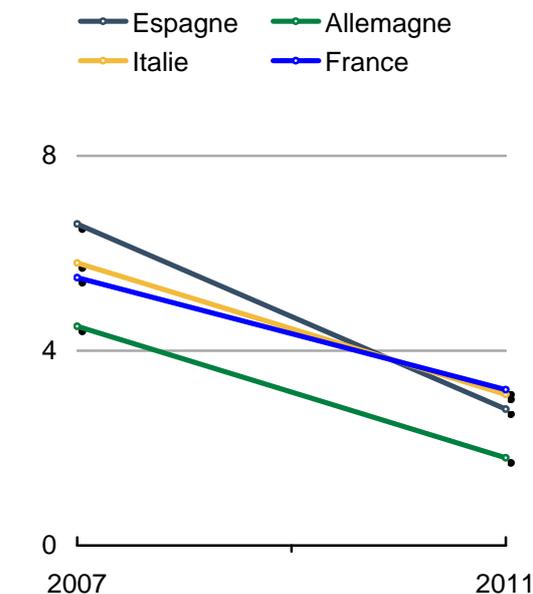
Source : IHS emerging energy

Pour rester compétitifs, les différents maillons de la chaîne de valeur ont ainsi adapté leurs prix au fur et à mesure que le marché s'est développé, entraînant une baisse du coût des projets.

Les incitations réglementaires en faveur des projets PV sur toiture intégrés au bâti devrait renforcer une baisse des prix à court terme dans ce secteur.

Par sa croissance et par le développement de grosses capacités de production, l'industrie du PV réalise également des économies d'échelle et tire ainsi à la baisse les prix des systèmes PV. La pénétration du PV sur le marché européen devrait donc continuer, malgré la baisse des aides publiques dans la plupart des pays.

Evolution tendancielle du coût moyen par pays (€/W)



Source : IHS emerging energy

La chaîne d'approvisionnement en 2011

Un secteur en restructuration au niveau mondial

Conséquence de la très forte demande en 2010, la fabrication des modules a atteint les 37,1 GW au cours de l'année 2011 (+36% en un an). Mais la capacité mondiale de production, après un développement spectaculaire ces dernières années tiré par des tarifs d'achat avantageux dans les pays européens, est deux fois supérieure à la demande. Le secteur est aujourd'hui en pleine restructuration.

En effet, depuis 2008, le prix moyen des modules a diminué de moitié. Cette baisse moyenne devrait encore continuer tant les entreprises asiatiques, particulièrement solides et capables de produire à bas-coût, influencent actuellement le cours du marché. Ces entreprises bénéficient de plusieurs avantages compétitifs permettant la production à bas-coûts : des coûts de financement, de main d'œuvre et de l'énergie plus bas permettant une plus grande massification de la production et donc des gains productifs supplémentaires par effet d'échelle.

Par ailleurs en Europe, la forte augmentation des coûts publics pour soutenir le marché a entraîné une baisse brutale généralisée des

subventions au secteur solaire, et tout dernièrement en Allemagne et en Grande-Bretagne. Cela a entraîné une chute de la demande en Europe, principal marché pour les panneaux PV, laquelle, combinée aux surcapacités de production existante, a fait chuter les prix des panneaux de 30% à 40% cette année.

Aujourd'hui même les plus gros fabricants ne résistent pas à la fonte de leurs marges, ce qui pousse de nombreux groupes à réduire voire arrêter leurs activités, comme c'est le cas des américains Solyndra et Spectrawatt, entre autres, mais également des fabricants chinois. Chez les plus grands fabricants, le taux d'utilisation de certaines usines a été ramené à 75%. Chez les acteurs de taille moyenne, ce taux est même tombé sous les 50%, entraînant la faillite de beaucoup de petites sociétés chinoises.

Les entreprises du secteur s'engagent donc dans une réduction des capacités de production afin de faire remonter les prix, mais l'effet de la surproduction actuelle devrait peser sur les prix pendant encore plusieurs trimestres, au moins jusqu'à mi-2012. De grands acteurs européens ont déjà pris des décisions en ce sens : les allemands Conergy, Solarworld et Solon, et plus encore le norvégien REC ou l'allemand QCells, ont fermé des usines. En France, le groupe Photowatt a fait l'objet d'un redressement judiciaire. Les leaders mondiaux du solaire – les chinois Suntech et JA Solar et l'américain First Solar - freinent tous leur expansion, après plusieurs années de course accélérée aux nouvelles usines et à l'augmentation de capacité.

L'évolution des technologies sur le marché en 2011

L'année 2011 a également été marquée par des innovations technologiques importantes, élargissant ainsi l'offre des modules à haute valeur ajoutée.

Sur le plan technologique, le marché des cellules PV a encore été dominé en 2011 par les cellules cristallines qui représentaient 88% de la production, les couches minces s'octroyant 11,3% du marché (11,9% en 2010). Les rubans de silicium et cellules multijonction se sont partagés ensemble moins de 1% de la production.

Le palmarès des constructeurs

Fabricants- marché total 2011 en capacité produite

Fabricant	Pays d'origine	Cellule	Production (MWc)	
			2011	2012 (p)
Suntech Power	Chine	Mono Multi CM	2220	2746
First Solar	USA	CM CdTe	1981	2520
JA Solar	Chine	Multi	1690	3000
Yingli Green Energy	Chine	Multi	1604	2450
Trina Solar	Chine	Mono	1550	2400
Motech Industries	Taiwan	Mono Multi	1100	1600
Canadian Solar	Canada	Mono Multi	1010	2000
Haeron Solar	Chine	Mono Multi	940	1376
Sunpower	USA	Mono	922	1200
Gintech	Taiwan	Mono Multi	873	1500
TOTAL			13890	20792

Mono : mono-cristalline

Multi : multi-cristalline

CM : couche mince

(p) : prévision

Source : EurObserver

En 2011, la majorité du marché mondial des modules était détenu par les fabricants asiatiques.

Parmi les 7 entreprises ayant produit plus d'1 GW de modules au cours de l'année 2011, 5 sont chinoises ou taiwanaises et mettent encore en place d'importants plans de développement. La plupart de ces entreprises asiatiques sont d'ores et déjà à la conquête de nouveaux marchés, même si leurs principaux clients devraient encore rester en Europe.

Si ces modules bon-marchés importés d'Asie ont fait l'objet d'une forte demande sur le marché européen (les modules représentant 50% de la valeur d'un système PV), la fabrication des onduleurs et des trackers est quant à elle encore restée localisée en Europe et aux Etats-Unis qui se partagent ensemble 88% du marché mondial.

Zoom sur le Photovoltaïque à Concentration (CPV)

L'année 2011 restera marquée par le décollage du marché photovoltaïque à concentration (CPV). Cette technologie solaire repose sur plusieurs techniques - principalement des lentilles de Fresnel - pour concentrer la lumière du soleil sur de minuscules cellules photovoltaïques multicouches à haut rendement. Les modules sont majoritairement de grande taille et posés obligatoirement sur des suiveurs solaires (trackers).

Les centrales ont vocation à être déployées dans les zones les plus ensoleillées sous forme de dizaines, voire de centaines de MW. Les plus gros projets connus à ce jour atteignent 150 MW de puissance.

Il y a encore quelques mois, la puissance cumulée des centrales CPV en développement ou en service dans le monde était presque négligeable : seulement quelques dizaines de MW cumulés, principalement en Espagne, aux États-Unis ou encore en Australie. Plusieurs éléments pouvaient expliquer cela : une technologie encore peu mature, des coûts élevés et une concurrence technologique féroce de la part du solaire photovoltaïque classique et du solaire thermique à concentration. Mais les choses sont en train de changer avec l'annonce de projets de fermes géantes.

Une poignée d'acteurs domine ce marché dont le français Soitec qui a réussi à commercialiser sa technologie aux États Unis et en Afrique du Sud, entre autres. De même, seuls quelques pays sont pour l'instant concernés par le solaire CPV, mais plusieurs indices laissent présager que le marché va s'ouvrir à d'autres territoires. Des estimations prévoient un marché de 1 GW en 2015.

En France, Soitec a récemment mis en exploitation un site de démonstration de 500 kW à Rians (Var) et Heliotrop a raccordé au réseau un module HCPV (CPV d'haute concentration), sur le site du CEA à Cadarache (Alpes de Haute-Provence). Soitec et Heliotrop ont été lauréats de l'AMI de l'ADEME pour des projets de démonstration à plus grand échelle. En parallèle, plusieurs projets sont en lice dans le cadre de l'appel d'offres commercial (voir la partie réglementaire ci-après).

Zoom sur le Solaire Thermodynamique

Le solaire thermodynamique possède des avantages indiscutables : production plus régulière tout au long de la journée, contrairement aux panneaux PV dont la

production peut chuter brutalement au moindre nuage ; meilleur couplage avec des systèmes de stockage de l'énergie à grande échelle.

Comme le CPV, le solaire thermodynamique est plus avantageux dans les zones fortement ensoleillées. La capacité installée de CSP (~1 GW) est aujourd'hui concentré en Espagne et aux États Unis, mais le marché se développe dans le reste du « sun belt » et cette technologie pourrait trouver de bons débouchés en Afrique du Nord avec des initiatives de développement de centrales comme celle de Ouarzazate

Par contraste, la situation aux États Unis est tendue pour le CSP. Les distributeurs d'électricité, qui ont des quotas d'énergie "verte" à respecter, vont au moins cher. Et plusieurs grands projets solaires thermiques ont été transformés en photovoltaïque, car la baisse continue du prix des panneaux photovoltaïques réduit l'avantage compétitif qu'affichait le thermique. Depuis juin 2010, environ 3 GW de projets thermiques seraient devenus photovoltaïques.

Cette technologie n'est qu'à ses débuts, et, bien que les estimations sur le potentiel futur de ces technologies divergent selon les scénarii, elles s'accordent sur le fait que cette filière devait connaître une très forte croissance dans la décennie à venir. L'AIE estime par exemple qu'à l'horizon 2020, la capacité mondiale installée serait de 148 GW.

L'évolution du contexte réglementaire en France en 2011

Suite au moratoire instauré en décembre 2010, un nouveau dispositif de soutien au photovoltaïque a été mis en place en mars 2011. Il fait appel à trois mécanismes distincts suivant la puissance de l'installation.

1/ Des tarifs d'achats, ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc (seuil équivalent à une surface de 1 000 m² de panneaux photovoltaïques).

Les tarifs sont auto-ajustables chaque trimestre, et diminuent en fonction des demandes de raccordement déposées au cours du trimestre précédent. Les tarifs diminuent de 10% par an si le nombre de demandes de raccordement est conforme à la trajectoire cible de 200MW/an.

Depuis la mise en place du dispositif, les tarifs d'achat ont baissé de l'ordre de 4,5% à 9,5% par trimestre, les volumes des projets déposés

en file d'attente étant plusieurs fois supérieurs à la trajectoire cible. Cet ajustement des tarifs d'achat permet de suivre la baisse très rapide du coût des composants photovoltaïques.

2/ Des appels d'offres « simplifiés » pour les installations sur bâtiments entre 100 et 250 kWc (seuil équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000 m² et 2 500 m²)

Le cahier des charges de cet appel d'offres portant sur 300 MW de projets a été publié le 1er août 2011. Cet appel d'offres comporte sept tranches échelonnées dans le temps jusqu'à la mi 2013. 45MW de projets ont été désignés fin mars 2012 lauréats de la première tranche de cet appel d'offres. Selon le cahier des charges proposé, seules les offres les plus compétitives seront retenues afin de limiter l'impact sur la facture d'électricité des consommateurs.

3/ Des appels d'offres « ordinaires » pour les installations sur des très grandes toitures au delà de 250 kWc et les centrales au sol (plus de 2 500 m² de panneaux)

Le cahier des charges de cet appel d'offres a été publié le 15 septembre 2011, et est en cours d'instruction depuis le 08 février 2012 par les services de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Les candidats seront sélectionnés sur la base de plusieurs critères: prix proposé par le candidat, impact environnemental, innovation industrielle, délai de réalisation. Les espaces à faible valeur concurrentielle, les friches industrielles par exemple, seront également privilégiés afin de préserver la biodiversité et les usages agricoles et forestiers.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs industriels, cet appel d'offres porte sur la construction d'ici 2014 de centrales solaires photovoltaïques et thermodynamiques pour une puissance cumulée maximale correspondant à 450 MW.

Zoom sur la réglementation pour le Photovoltaïque à Concentration et le Solaire Thermodynamique

L'appel d'offres portant sur les installations solaires de plus de 250 kWc vise à permettre le développement des technologies innovantes en France, au moindre coût pour le consommateur, avec des exigences environnementales renforcées. Cet appel d'offres comporte notamment :

a) un lot réservé aux installations solaires à concentration de puissance inférieure à 12MWc. L'objectif est la mise en service de 50MW de telles installations.

b) un lot de 37,5MWc réservé aux installations solaires thermodynamiques.

Les projets lauréats de cet appel d'offres seront connus suite à la procédure d'instruction menée par les services de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Le soutien à la R&D Solaire

Bien que ce marché soit actuellement largement dominé par les acteurs allemands, américains ou asiatiques, il reste de la place pour de nouveaux entrants, à la fois sur des technologies classiques et de rupture, du fait des scénarios de croissance envisagés à ce jour. Ces projets visent à minimiser le coût des produits ou systèmes installés et à valoriser au mieux l'énergie produite en contribuant à lever les verrous technologiques, économiques ou organisationnels.

Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED)

A l'issue du processus d'évaluation par les jurys internationaux, le Gouvernement a décidé de sélectionner un institut dans le domaine des énergies décarbonées (IEED) destinées à l'énergie solaire :

Institut Photovoltaïque d'Île-de-France (IPVF) : L'IPVF sera l'un des cinq plus grands centres de recherche mondiaux sur les dispositifs solaires PV de nouvelle génération. Au sein de cet Institut, les partenaires EDF, Total, Air Liquide, Excico, Horiba Jobin Yvon, Riber ainsi que CNRS et l'École Polytechnique, mènent en commun des activités de R&D afin de développer des technologies photovoltaïques avancées. L'objectif à court et moyen-terme de l'institut est de développer les briques technologiques pour des modules couches minces de nouvelle génération, moins coûteux, plus fiables et plus simples à installer. Il s'intéressera également à d'autres concepts PV avancés améliorant la performance des technologies existantes vers les très hauts rendements.

Par ailleurs, le projet INES2 (Institut National pour l'Énergie Solaire), porté par le CEA dans la région Rhône-Alpes, bénéficiera lui aussi d'un financement au titre des investissements d'avenir pour permettre la poursuite et l'amplification de ses activités.

Les Appels à Manifestations d'Intérêt (AMI) « Solaire » et « Photovoltaïque » du programme des Investissements d'Avenir

64 projets portés par 227 entreprises et laboratoires de recherche éont été candidats au financement de l'ADEME. L'Etat a retenu à ce jour 14 lauréats qui ont reçu 112M€ d'aides ADEME pour un investissement total de plus de 300M€.

La majorité des projets lauréats sont portés par des PME et des entreprises de taille intermédiaire. En finançant ces démonstrateurs préindustriels, l'Etat aide les entreprises françaises à renforcer leur compétitivité sur le marché national, comme international, et à développer des filières technologiques innovantes et compétitives.

La variabilité des technologies couvertes par les projets sélectionnés reflète la richesse et la qualité de la recherche en France, ainsi que le potentiel industriel associé et la diversité des marchés cibles. Elles incluent, par exemple, le développement des technologies silicium en ruban souple, des avancées dans le domaine des couches minces ou de l'intégration au bâti, deux technologies de rupture dans le CPV et des solutions de stockages nécessaires au CSP et uniques au monde. Les solutions vont du prototype de démonstration à l'unité de production type « première de série » pour des technologies déployables en France ou à l'export, « raccordables » ou « isolées », comme c'est le cas d'une solution nouvelle capable d'alimenter 24h/24 un village de 500 habitants en électricité, en chaleur et en eau potable.

Appel d'offres Solaire à l'export :

En coordination avec l'AMI « Solaire » émis par l'ADEME, qui financera la R&D en France voire, dans certains cas, à l'international, l'aide-projet du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie lancé en octobre 2011 et clos le 31 janvier 2012, financera des projets plus matures, vitrines pour la filière française, qui serviront de référence pour concourir aux appels d'offres internationaux ultérieurs, en particulier sur financement des bailleurs internationaux comme l'Agence Française de Développement.

Contributeurs :

Georgina Grenon ; Romary Boutot.

13 – Captage & stockage de CO₂ (CSC) et sa valorisation

Un développement ralenti par la conjoncture économique et par des difficultés d'acceptabilité des stockages dans plusieurs pays – après une année 2011 difficile, une période charnière s'ouvre pour le CSC.

Une période charnière s'ouvre pour le développement mondial du CSC, dans un contexte économique difficile. Alors que le rôle que pourrait jouer cette technologie dans la lutte contre le changement climatique est reconnu par de nombreux experts et organismes internationaux, elle bute, dans plusieurs régions européennes, sur des difficultés d'acceptabilité des stockages souterrains. La filière française, elle, poursuit sa structuration, mise sur la R&D et s'implique à l'international. La mise en place d'un cadre juridique européen adapté accompagne ces développements.

Les marchés

A l'échelle mondiale, des investissements et programmes de soutien majeurs se heurtent à des difficultés économiques et sociétales.

Le CSC s'applique à la production d'énergie à partir de combustibles fossiles et à la production industrielle fortement émettrice de CO₂ (acier, ciment, raffinage, etc). Le potentiel de marché associé est considérable : en effet, les ressources fossiles jouent et devraient jouer encore longtemps un rôle majeur pour la production d'énergie à l'échelle mondiale (représentant plus de deux tiers de la consommation mondiale en énergie primaire d'ici 2035)¹. Pour les secteurs de la production industrielle hors énergie, qui représentent de l'ordre de 20% des émissions mondiales de CO₂^{2,3}, il n'existe que peu d'alternatives au CSC pour réduire de manière drastique les émissions de CO₂. En conséquence, le CSC apparaît comme une solution clef à explorer pour amplifier et accélérer les efforts mondiaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Plus de 20 projets commerciaux de CSC sont actuellement en cours de réalisation dans le monde. Environ 14 milliards de \$ sont alloués à ce jour à ces projets, et plus de 20 milliards

de \$ supplémentaires sont prévus.⁴ A noter également que le CSC a été rendu éligible à l'obtention de crédits carbone dans le cadre du protocole de Kyoto (voir ci-dessous).

Le CSC et le marché international des crédits carbone

La conférence de Durban⁵ de fin 2011 a acté l'éligibilité du CSC aux Mécanismes pour un Développement Propre (MDP) du protocole de Kyoto, tout en précisant les modalités. L'investissement dans un projet de CSC dans un pays tiers permettra ainsi d'obtenir des crédits carbone échangeables. Il s'agit d'une étape importante pour la filière CSC, cohérente avec le nécessaire contrôle des émissions des économies émergentes dont le développement dépend fortement des énergies carbonées. Néanmoins, des incertitudes pèsent sur l'avenir du protocole de Kyoto.

En dehors de l'Union Européenne, les Etats-Unis, l'Australie, la Norvège et le Canada sont très actifs en matière de développement du CSC. Une montée en puissance de la Chine est par ailleurs constatée. En Europe, la Grande-Bretagne a communiqué début 2012 sur une relance de son programme de soutien à la filière, doté de £1 milliard. Les deux principaux fonds européens de soutien à la mise en place de démonstrateurs industriels de CSC ont franchi de nouvelles étapes en 2011 : dans le cadre du Programme Energétique Européen pour la Relance (PEER), les cinq projets sélectionnés ont bénéficié des premières tranches d'aides européennes pour affiner les études de faisabilité. Par ailleurs, 13 projets candidats ont été proposés par les Etats Membres en mai dernier dans le cadre du premier appel à projets du fonds NER 300, dont l'examen est en cours. La feuille de route « Energies 2050 » de la Commission Européenne, publiée en décembre dernier, souligne le rôle essentiel du CSC dans la décarbonisation de la production électrique et industrielle à l'horizon 2050 en Europe, quel que soit le scénario retenu, tout en soulignant comme enjeux prioritaires la viabilité économique et la faisabilité sociétale.

¹ AIE, World Energy Outlook 2011

² AIE / UNIDO / OCDE, Technology Roadmap CCS in industry, 2011

³ JRC, SETplan technology map, 2011

⁴ BNEF, CCS market outlook, Q4 2011

⁵ 17e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP-17)

Aujourd'hui, la chute de la valeur de la tonne de CO₂ fait peser de fortes incertitudes sur la viabilité économique de projets de CSC.

Evolution du prix de la tonne de CO₂ [€/tonne]



Source : Thomson Reuters, contrats à terme décembre 2012

Les projets de captage et de stockage de CO₂ mobilisent des capitaux importants : le surcoût associé à la mise en place du CSC est de l'ordre de 500 – 1 000 millions € pour une centrale à charbon « type » d'une puissance électrique supérieure à 250 MW_{el}. Ce coût ne peut être porté par les seuls investisseurs privés, de surcroît lorsque ce niveau du marché du carbone ne les y incite pas. D'autres dispositifs de soutien tels que des aides, des tarifs d'achat de l'électricité décarbonée avec contrat pour la différence, un prix plancher pour le CO₂ ou des standards de performance sont à envisager pour accompagner le développement de cette filière.

Dans cette attente, un décalage des calendriers de déploiement est constaté et la perspective d'un déploiement commercial dès 2020 s'éloigne : aucun des démonstrateurs industriels de la première vague européenne (PEER et/ou NER 300), censés démarrer avant la fin de l'année 2015, n'a fait pour le moment l'objet d'une décision finale d'investissement. En outre, l'évolution du prix de la tonne de CO₂ réduit sensiblement l'enveloppe d'aide disponible dans le cadre du NER 300⁶. Faute de moyens financiers suffisants, certains des projets de CSC sont aujourd'hui abandonnés (Longannet en Ecosse, par exemple).

L'abandon du seul projet de taille industrielle en Allemagne (Jämschwalde) illustre par ailleurs un autre facteur d'incertitude pesant

⁶ Le fonds NER 300 repose sur la vente de 300 millions de tonnes de quotas de CO₂.

sur le développement de la filière CSC : l'acceptabilité sociale et environnementale. L'opposition porte sur les risques et impacts du stockage du CO₂, en particulier à terre. De manière plus générale, les opposants dénoncent la poursuite de l'utilisation des énergies fossiles que la technologie CSC pourrait rendre compatible avec les objectifs climatiques.

La filière du CSC a ainsi traversé une année 2011 mouvementée.

Une période charnière s'ouvre maintenant. L'année 2012 avec ses différentes échéances devra permettre de clarifier les modalités et le calendrier de déploiement de la filière.

En France, la mise en place d'un cadre réglementaire adapté, des nouveaux projets démonstrateurs

En cas de déploiement réussi, la filière du CSC pourrait sensiblement contribuer à réduire les émissions de CO₂ des bassins industriels du territoire national, tout en confortant les capacités d'exportation de nos industriels compétents.

La transposition de la directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du CO₂ a permis la mise en place d'un cadre juridique adapté au lancement de démonstrateurs de taille commerciale. La transposition a été achevée au cours du dernier trimestre 2011. Les dispositions de niveau législatif de la directive avaient été transposées dès 2010. L'encadrement des installations de stockage géologique du dioxyde de carbone se fonde d'une part sur le code minier (en cours de modification par ailleurs) pour l'encadrement des activités d'exploration et l'attribution de droits patrimoniaux (permis exclusif de recherches et concession de stockage), et d'autre part sur la législation des « installations classées pour la protection de l'environnement » (ICPE) pour réglementer l'exploitation des sites de stockage géologique de CO₂. Un décret en Conseil d'Etat transpose les dispositions de niveau réglementaire. Par ailleurs, la loi Grenelle 1 prévoit que tout projet de nouvelle centrale à charbon devra intégrer un programme de démonstration de CSC. Ces dispositions sont aujourd'hui inscrites dans le code de l'environnement.

Les acteurs publics et privés poursuivent l'effort national de recherche et de démonstration du CSC, de nouveaux projets

voient le jour dans le cadre des Investissements d'Avenir (voir « R&D et innovation » plus loin). A ce jour, la France accueille plusieurs projets de démonstration, dont notamment le pilote intégré de TOTAL à Lacq/Rousse, le projet de captage de CO₂ d'EDF et ALSTOM sur la centrale de charbon du Havre (démarrage prévu en 2012) et le projet de démonstrateur industriel « ULCOS » porté par ArcelorMittal en Lorraine (candidat au fonds européen NER 300).

Les acteurs de la filière

Une filière française qui poursuit sa structuration au niveau national au sein du « Club CO₂ »

Le « Club CO₂ », lieu d'échanges, d'information et d'initiatives, poursuit la fédération des acteurs de la filière du CSC et élargit son partenariat, aux pôles de compétitivité (AVENIA et le pôle RISQUES ont rejoint l'organisation en 2011) et aux acteurs PME/PMI/ETI (voir ci-dessous).

CSCV 2011 – un colloque national dédié au captage & stockage du CO₂ et sa valorisation

Organisé par le pôle Risques, l'ANR et l'ADEME, et avec la collaboration des pôles AVENIA et AXELERA, le colloque « CSCV 2011 » a permis de réunir en octobre dernier à Marseille plus de 100 participants, dont de nombreuses PME pour exposer leurs savoir-faire. Outre le rapprochement recherché entre acteurs, le colloque a permis de passer en revue les principaux développements en cours au sein de la filière.

Une participation active aux échanges internationaux : accueil en France de la réunion de lancement des travaux de la normalisation sur la filière

Au-delà de la structuration de la filière nationale, acteurs publics et privés poursuivent leur implication dans les coopérations internationales en matière de CSC. Outre les initiatives citées dans l'Édition 2010 du présent rapport, l'année 2011 a été marquée par la mise en place d'un comité technique ISO dédié au CSC (ISO/TC 265) afin d'engager les travaux internationaux de normalisation. Sujet stratégique pour la filière émergente du CSC, les acteurs français s'impliquent dans ces travaux. La réunion de lancement a eu lieu en France début juin 2012.

R & D et innovation

Continuité des efforts de R&D sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de nouveaux projets dans le cadre des Investissements d'Avenir

L'effort national de R & D a pour objectif le développement de compétences sur l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur du CSC afin d'asseoir le déploiement de la filière sur une base solide et diversifiée. La valorisation du CO₂ est également considérée, en complément au stockage géologique.

L'Agence nationale de Recherche (ANR) poursuit son soutien au CSC et la valorisation du CO₂ dans le cadre du programme « Systèmes énergétiques efficaces et décarbonés » (SEED) : 4 projets parmi les 12 sélectionnés en 2011 concernent ces thématiques.

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, les instituts d'excellence énergies décarbonées (IEED) « Géodénergies » a été labellisé en mars 2012. Des projets de démonstrateurs de taille intermédiaire sont en cours d'instruction.

Au-delà du marché domestique, les acteurs s'impliquent dans de nombreux projets européens ou internationaux, tels que « Octavius » sur le captage en post-combustion (projet européen coordonné par IFPEN, co-financé dans le cadre du 7^{ème} PCRD) ou « CO₂ Remove » sur le suivi des sites de stockage géologique (BRGM/IFPEN, 6^{ème} PCRD, clôturé début 2012).

Les perspectives pour la filière

2012/2013 – période charnière pour les premiers démonstrateurs industriels en Europe

Les principaux projets européens de démonstration industrielle du CSC, sélectionnés dans le cadre du PEER (5 projets) et/ou candidats au premier appel à projet du fonds européen NER 300 (11 candidats, dont 3 lauréats du PEER), entrent dans une phase décisive au cours de cette année. La sélection des lauréats NER 300 par la Commission Européenne est attendue pour la fin de l'année, suite à la monétisation des quotas de CO₂ correspondants qui s'achèvera au plus tard début octobre. Une décision finale d'investissement est également attendue pour

au moins un des autres projets PEER. Les décisions sur cette première vague de démonstrateurs devront avoir un impact significatif sur le futur calendrier de développement du CSC.

Poursuivre les efforts de R&D dans un contexte incertain, en s'appuyant sur une concertation nationale.

La filière française du CSC poursuit ses efforts de R&D, y compris sous l'impulsion de nouveaux programmes comme celui des Investissements d'Avenir, et malgré un contexte difficile et incertain.

En complément au travail sur des projets particuliers, une concertation nationale avec les principales parties prenantes, publiques et privées, pourrait par exemple être menée, afin de préciser les opportunités et conditions de développement du CSC en France et à l'export, au-delà des premiers projets et démonstrateurs.

Inscrire le développement de la filière dans un cadre réglementaire et normatif adéquat.

La transposition fin 2011 de la directive européenne sur le stockage géologique de CO₂ représente une étape majeure dans la mise en place d'un cadre réglementaire robuste et pérenne pour la filière du CSC. Il s'agit néanmoins d'une première étape, et des réflexions seront à mener pour apporter des précisions à des sujets tels que les garanties financières associées à l'exploitation d'un site de stockage, en amont du déploiement des grands projets à échelle commerciale.

Les travaux en phase de démarrage sur la normalisation devront également permettre de contribuer à l'encadrement technique des activités du CSC.

Contributeurs :

Christian Oeser, Lionel Perrette, Sabine Cavellec.

14 – Hydrogène et piles à combustible

Certains marchés de piles à combustible entrent dans la phase de commercialisation ; de nombreux projets de démonstrations sont en cours sur les architectures de production et d'usages de l'hydrogène bas carbone

Utilisé aujourd'hui surtout comme agent chimique, l'hydrogène est un vecteur d'énergie prometteur pour les politiques d'indépendance énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Certains usages de l'hydrogène énergie sont en début de phase commerciale, notamment les flottes de chariots élévateurs et l'alimentation de relais de télécommunication. Les piles à combustible alimentées en hydrocarbures pour les applications de cogénération de puissance et résidentielle sont également en début de phase commerciale. De nombreux autres usages font l'objet de projets de démonstration avec des objectifs de commercialisation vers 2015.

Les marchés de l'hydrogène énergie et des piles à combustible arrivent au stade commercial sur certains segments

La filière de l'hydrogène a été historiquement tirée par l'industrie chimique pour la synthèse de carburants et de produits chlorés. Au-delà des usages liés au raffinage, l'hydrogène est également utilisé aujourd'hui dans de nombreux procédés chimiques tels que la sidérurgie, la plasturgie, la microélectronique et la verrerie. La production actuelle d'hydrogène est issue à 96% de processus de transformation d'énergies fossiles, car ceux-ci demeurent les plus efficaces des points de vue énergétique et économique.

De nombreux développements et projets de démonstration en cours ciblent une production décarbonée d'hydrogène et les nouveaux usages de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique. Certains de ces usages sont en début de commercialisation avec des perspectives intéressantes dans les prochaines années.

Perspectives des marchés de production et de distribution d'hydrogène pour les applications énergétiques

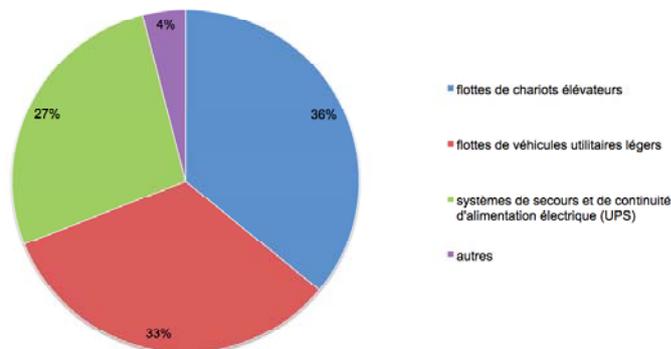
Consommation d'hydrogène pour les applications énergétiques

Les applications énergétiques de l'hydrogène voient de nouveaux débouchés notamment dans l'alimentation des piles à combustibles à hydrogène. Les marchés porteurs aujourd'hui concernent :

- les chariots-élévateurs,
- les véhicules utilitaires légers,
- les flottes de bus,
- les véhicules électriques à deux roues,
- les applications stationnaires.

Pike Research a estimé que la quantité d'hydrogène consommée annuellement pour les applications énergétiques devrait passer de 775 tonnes en 2010 (sur 53 millions de tonnes utilisées en 2010 pour les autres usages, d'après *marketsandmarkets.com*) à 418 000 tonnes en 2020. Le graphique 1 illustre la répartition des usages estimés pour 2020 de l'hydrogène énergie pour les applications énergétiques.

Graphique 1 : Répartition des usages de l'hydrogène énergie estimés pour 2020 (Pike Research)



Infrastructures de distribution

Trois options complémentaires pour le déploiement des infrastructures de distribution sont à l'étude :

- production d'hydrogène centralisée avec distribution par des pipelines à hydrogène pour les gros consommateurs, et par des flottes de camions de livraison (modèle actuel),
- récupération d'hydrogène dit fatal, issu de processus chimiques, en vue d'une valorisation énergétique chez des consommateurs environnants,
- production d'hydrogène décentralisée, exploitant un gisement énergétique

local (biomasse, énergies renouvelables) localisée près des consommateurs.

Les stratégies de déploiement viseront à optimiser l'utilisation des infrastructures déployées, et dépendront donc de la taille des acteurs, des gisements énergétiques locaux et de l'adéquation des modèles économiques face aux évolutions locales de la demande en hydrogène énergie. Les acteurs actifs sur la production d'hydrogène et les infrastructures de distribution d'hydrogène pour les applications énergétiques sont les sociétés de gaz industriels, les sociétés énergétiques (carburants, gaz naturel, électricité) et les fabricants d'électrolyseurs.

Le graphique 2 détaille la répartition des 215 stations à hydrogène existant au niveau mondial (*h2stations.org*). En 2011, 12 stations à hydrogène ont été mises en service dans le monde et 122 nouvelles stations sont planifiées. Le tableau 1 estime l'évolution du nombre de stations à hydrogène construites d'ici 2020. Les investissements cumulés dans les infrastructures de distribution d'hydrogène devraient atteindre 6,7 G €.

Graphique 2 : Répartition géographique des stations à hydrogène existants dans le monde (*h2stations.org*)

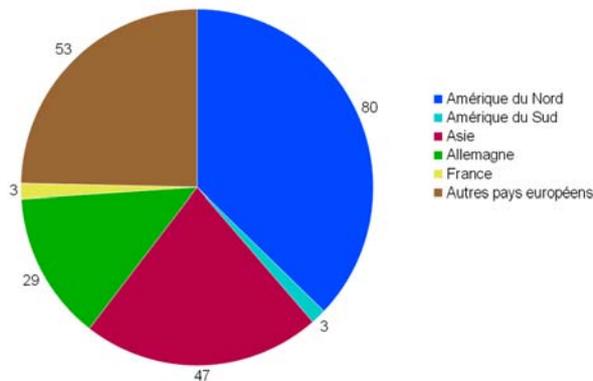


Tableau 1 : Evolution des principaux indicateurs des marchés de l'hydrogène et des piles à combustible (*Pike Research*)

	2011	2017	2020
Consommation d'hydrogène pour applications énergétiques (milliers de tonnes)	0,8		418
Nombre de stations hydrogène	215		5200
Nombre de piles à combustible vendues (milliers d'unités)	15	plus de 6000	
Taille de marché des piles à combustible (milliards d'euros)	0,3	22,4	

Zoom sur les nouveaux programmes mondiaux de déploiement de stations services

Cent stations-service à hydrogène au Japon en 2015

Les principaux constructeurs automobiles et fournisseurs de carburants au Japon ont signé en janvier 2011 un accord de partenariat visant le déploiement de cent stations-service à hydrogène d'ici 2015. L'accord vise deux objectifs principaux :

1. Les constructeurs automobiles se focaliseront sur la réduction des coûts de production des systèmes de pile à combustible, afin d'accélérer le déploiement commercial des véhicules électriques à piles à combustible ;
2. Les fournisseurs de carburants construiront environ 100 stations de ravitaillement en hydrogène d'ici à 2015, en fonction du nombre de véhicules électriques à piles à combustible mis sur le marché.

La combinaison des deux objectifs permettra d'assurer d'ici 2015 un démarrage en douceur principalement dans les quatre grandes régions métropolitaines (Tokyo, Aichi, Osaka et Fukuoka).

Démarrage du partenariat public-privé « UK H2 Mobility »

Le 18 janvier 2012, trois ministères britanniques et des industriels des secteurs des services publics, du gaz, de l'infrastructure et de la construction automobile ont signé un accord de partenariat concernant le déploiement de véhicules électriques à hydrogène au Royaume-Uni.

L'objectif de ce partenariat est d'évaluer le potentiel au Royaume-Uni de ces véhicules à très faible émission de CO₂, puis de développer un plan de déploiement des infrastructures de distribution couplé à une commercialisation des véhicules électriques à hydrogène démarrant en 2014-2015.

Ce partenariat est complété d'un programme d'investissement de 400 millions de livres Sterling visant les démonstrations et le soutien au déploiement de véhicules à faibles émissions de CO₂.

Perspectives des marchés de piles à combustible

Les piles à combustible produisent de l'électricité et de la chaleur par le biais d'une réaction d'oxydo-réduction généralement entre de l'oxygène et de l'hydrogène, du méthanol ou du gaz naturel¹.

Le marché des systèmes pile à combustible est en phase d'accélération sur une grande variété des domaines d'application, notamment grâce à des déploiements industriels sur certains secteurs. Plusieurs dizaines de sociétés sont actives sur le marché des piles à combustible, mais moins d'une douzaine ont atteint des tailles commerciales et dominent le marché.

Le tableau 1 résume les principales estimations de l'évolution du marché des piles à combustible d'ici 2017. Le graphique 3 décrit la répartition des marchés par nombre d'unités estimé pour 2017.

Les avantages qui ont facilité l'adoption des piles à combustible face à des solutions conventionnelles de génération sont les suivants:

- faible signature acoustique,
- faibles émissions de CO₂ et de particules d'échappement,
- haute disponibilité (>90%) et haute longévité des systèmes stationnaires (>30 000 heures).

Ce secteur fait face à plusieurs verrous pour soutenir une croissance rapide et durable :

- industrialisation des lignes de production afin d'augmenter les volumes,
- standardisation et optimisation des composants et systèmes,
- augmentation de la fiabilité des systèmes.

Les perspectives des marchés de piles à combustible sont décrites selon trois segments principaux :

- piles à combustibles stationnaires (cogénération de puissance, systèmes de continuité d'alimentation et cogénération résidentielle),
- piles à combustibles portatives (groupe de secours portable, applications électroniques grand public et militaires),

¹ Rapport sur l'industrie des énergies décarbonnées en 2010, en ligne sur : www.developpement-durable.gouv.fr/

- piles à combustibles pour le transport (auxiliaires de puissance, véhicules électriques à hydrogène).

Piles à combustibles stationnaires

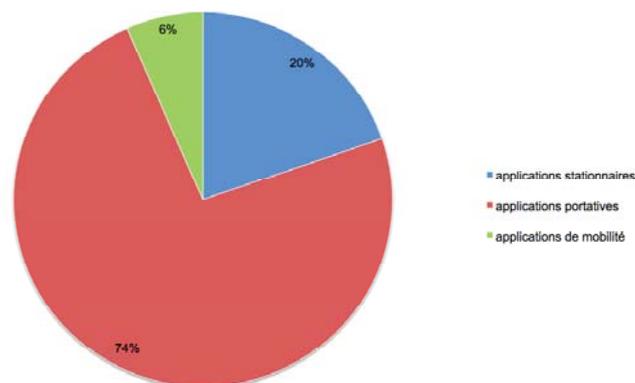
Le segment des piles à combustible stationnaires est au début de commercialisation avec une croissance forte des volumes, notamment dans les marchés où les réseaux électriques ont des problèmes de stabilité et de fiabilité.

Le nombre d'unités vendues mondialement est en forte croissance et est tiré par le déploiement au Japon des systèmes Ene-Farm de cogénération résidentielle (voir encadré), et par le déploiement de systèmes de moyennes et fortes puissances (>100 kW) aux Etats-Unis, grâce à la baisse des prix du gaz (non conventionnels et biogaz) qui rend compétitive l'électricité et la chaleur produite par ces systèmes.

Sur ce dernier marché, la société Fuel Cell Energy se démarque avec l'installation d'une pile MCFC de 11,2 MW et un carnet de commande de 140 MW (valorisé à 190 millions de dollars) de capacités auprès de l'énergéticien coréen Posco Power. Il est à noter que deux sociétés américaines Bloom Energy et ClearEdge Power ont toutes deux réalisé en 2011 des levées de fonds de 150 (sur 650 millions de dollars levés depuis 2001) et 73,5 millions de dollars respectivement.

Les systèmes d'alimentation de relais de télécommunications via des piles à combustible à hydrogène sont un marché en forte croissance, notamment en Inde pour remplacer les générateurs diesel, et devraient constituer vers 2013 la première application en grande série pour les piles à combustible à hydrogène.

Graphique 3 : Répartition des marchés de piles à combustibles en nombre d'unités estimé pour 2017 (d'après données Pike Research)



Zoom sur le programme Ene Farm au Japon

Les systèmes de cogénération résidentielles « Ene Farm » fonctionnant au gaz de ville génèrent de l'électricité et l'eau chaude sanitaire par le biais d'une pile à combustible PEMFC. Le programme démarré en 2009 et subventionné à hauteur de 10 000€ par installation par le gouvernement japonais a connu un regain d'intérêt suite au séisme du 11 mars 2011. Environ 28000 unités ont été ainsi installées depuis 2009, dont 18000 pendant l'année fiscale 2011. L'objectif du gouvernement japonais est de déployer 2.5 millions de systèmes « Enefarm » d'ici 2030 (*présentations du METI*).

Plusieurs fournisseurs (Toshiba, Panasonic, Eneos) ont annoncé en début 2012 la commercialisation de la seconde génération de ces équipements, moins volumineux, moins coûteux d'environ 25%, et plus performants (rendements électriques en hausse de 3% atteignant entre 38 et 40%, rendements thermiques en hausse de 10% atteignant entre 50 et 55%, soit un rendement global de 90 à 95%). Plusieurs dizaines de milliers d'unités devraient être vendues en 2012. Panasonic a d'ailleurs ouvert en 2011, le centre Fuel Cell Development Office Europe à Langen en Allemagne qui vise à adapter les systèmes « Ene-Farm » aux réglementations et normes européennes en vue de leur commercialisation en Europe (*Observ'H2, septembre 2011 et mars 2012*).

Piles à combustible portatives

Ce marché devrait être dominé dans les prochaines années par les applications militaires visant des sources énergétiques à basse signature sonore et thermique avec une grande autonomie. Ces applications incluent l'alimentation de radios, ordinateurs, et autres équipements électroniques en remplacement des packs de batterie électrochimique.

Le nombre de brevets déposés par les fabricants de produits électroniques laisse présager l'arrivée dans les prochaines années de nouveaux produits incluant des piles à combustible portatives sous forme de chargeurs (téléphones, tablettes, ordinateurs, appareils photographiques...) pour faire face à une augmentation des besoins en énergie beaucoup plus rapide que celle des densités énergétiques des batteries électrochimiques.

Piles à combustible pour les applications de transport

Les applications d'auxiliaires de puissance concernent principalement les secteurs du transport maritime et routier, de l'aviation et des véhicules automobile habitable. Ces applications font face à de nombreux défis technologiques pour les applications maritimes et dans l'aviation, mais pourraient apporter des solutions intéressantes en terme d'efficacité énergétique et d'impacts sonores.

Les applications de véhicules utilitaires sont en forte croissance, notamment avec les déploiements en cours de flottes de chariots élévateurs électriques à hydrogène. En 2011, plus de 2000 chariots élévateurs étaient opérationnels dans les plateformes logistiques aux Etats-Unis. Les gains de productivité dus à une recharge plus rapide qu'avec les batteries sont de l'ordre de 15% et permettent d'économiser de l'ordre de 30% en coûts opérationnels. En Europe, le potentiel de développement de ce marché est estimé à 10 000 unités à l'horizon 2015 (*Hydrogen'Actu, 11 janvier 2012*). La plateforme logistique européenne d'Air Liquide Welding de Vatry est la première à s'en équiper en France.

Concernant le marché des véhicules particuliers, les constructeurs de voitures électriques à hydrogène (FCEV pour Fuel Cell Electric Vehicles) sont entrés dans la phase d'industrialisation. En effet, de nombreux constructeurs automobiles (Daimler, General Motors, Honda, Hyundai, Toyota) ont annoncé la commercialisation à partir de 2015 de petites séries de l'ordre de quelques milliers de véhicules, en lien avec le déploiement des stations à hydrogène en Californie, en Chine, en Corée du Sud, en Europe et au Japon dans un premier temps.

Des flottes de bus pour les transports en commun sont en cours de démonstration dans plusieurs villes européennes, japonaises et américaines. Etant plus dépendantes, des politiques de soutien des villes et gouvernements, les perspectives de marché sont aujourd'hui un peu postérieures à celles des véhicules particuliers.

Zoom sur les coûts de production annoncés par Toyota

Le coût de production d'un véhicule à pile à combustible de Toyota est passé de 1 million de dollars à environ 129 000 dollars. Cette réduction des coûts a été possible grâce au développement de savoir faire en interne de Toyota sur la fabrication de réservoirs de stockage d'hydrogène en fibre de carbone. Le coût des véhicules destinés à être commercialisés en 2015 sont estimés à environ 50 000 \$. (*AutoObserver du 5 août 2011*)

Les premières réalisations en France

Applications stationnaires

La plateforme MYRTE, Mission hYdrogène Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique, a été inauguré le 9 janvier 2012. Cette plate-forme unique au monde, située à Vignola en Corse, regroupe l'Université de Corse, HELION et le CEA et est soutenu par la Collectivité Territoriale de Corse, l'Etat et l'Europe. D'un coût de 21 millions d'euros, la plate-forme MYRTE a pour objectif de développer un système de gestion et de stabilisation du réseau électrique couplant une production d'un parc photovoltaïque et un stockage d'énergie sous forme d'hydrogène. Le rendement électrique global de ce système de stockage d'énergie via l'hydrogène est de l'ordre de 35 à 45%. Le rendement global de l'installation pourra être amélioré dans une application de cogénération via la valorisation de la chaleur produite par l'électrolyseur et la pile à combustible.

Zoom sur un projet de démonstration au Royaume-Uni

Le projet "Creative Energy Homes" de l'Université de Nottingham (Royaume-Uni) a pour objectif de construire des maisons durables sur le campus afin de tester les différentes méthodes de construction moderne, en intégrant des technologies liées aux énergies renouvelables et durables. Il vise en particulier à atteindre l'autonomie énergétique à l'échelle d'un microréseau résidentiel. La solution de McPhy sera utilisée pour stocker l'excédent d'énergie solaire et/ou éolienne du micro-réseau résidentiel. Le surplus sera stocké sous forme d'hydrogène solide (hydrure de magnésium). L'hydrogène sera ensuite utilisé, à la demande, pour alimenter des piles à combustible. (*McPhy Energy*)

Applications de mobilité

Outre les chariots élévateurs déployés sur la plateforme logistique d'Air Liquide Welding à Vatry, trois projets démontrant les usages de l'hydrogène pour la mobilité sont en cours :

- MOBY POST, coordonné par La Poste en Franche-Comté, vise à développer d'ici 2013 dix véhicules électriques équipés d'une pile à combustible pour La Poste.
- DHYMONT, coordonné par SymbioFCCell, vise à équiper une dameuse d'Aztec avec des moteurs électriques de forte puissance et alimentée par une pile à combustible à hydrogène de forte puissance.
- HY-KANGOO, regroupant Renault, SymbioFCCell et Solvay, vise à équiper des véhicules utilitaires électriques Kangoo avec des piles à combustible, à les utiliser sur le site de Solvay à Tavaux près de Dôle.

En outre, la F-City est une voiture électrique à hydrogène développée conjointement par FAM Automobile et Michelin, en partenariat avec le FC Lab, EVE System et l'Institut Pierre Vernier. Ce véhicule a été homologuée au titre de « voiture » (catégorie M1) et immatriculée en décembre 2011, et est ainsi le premier véhicule électrique à hydrogène à recevoir en France toutes les homologations obligatoires pour circuler librement.

Les Investissements d'Avenir dans l'hydrogène et les piles à combustible

Les Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED) traitant de l'hydrogène et piles à combustible

Dans le cadre du programme Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED), deux lauréats incluent le stockage d'énergie dans leur programme de recherche :

- Géodnergies incorpore un volet de recherche sur le stockage souterrain d'air comprimé et d'hydrogène ;
- PS2E incorpore quant à lui un volet de recherche sur l'hydrogène.

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'ADEME a ouvert du 27 avril au 31 août 2011 un appel à manifestation d'intérêt. Ce dernier a eu pour objectif général de soutenir des projets de démonstration préindustrielle couvrant les applications liées à l'hydrogène énergie et/ou

aux piles à combustible. Quatre axes d'usages ont été plus particulièrement visés :

- la production et la valorisation d'hydrogène renouvelable ou bas carbone obtenu grâce au captage et stockage de CO2 appliqués aux procédés classiques de vaporéformage ;
- la complémentarité piles à combustible / vecteur hydrogène et mobilité électrique, appliquée aux flottes captives (véhicules utilitaires, bus, navettes fluviales) ;
- la faisabilité de boucles production / distribution / utilisation à l'échelle d'une ville ou d'un quartier, valorisant l'hydrogène pur ou en mélange au gaz naturel ;
- la validation de certaines applications précoces, telles le secours électrique, l'alimentation de sites isolés et la fourniture d'énergie pour des usages logistiques.

La contribution de ces projets à l'évolution du cadre réglementaire et la question de la faisabilité sociétale était aussi un critère de sélection. Les décisions de financement seront publiées au cours de l'année 2012.

Le cadre d'évolution des réglementations traitant des nouveaux usages de l'hydrogène

Le rapport « Pourquoi une réglementation adaptée à l'hydrogène énergie ? » publié en octobre 2010 par la plateforme nationale de l'hydrogène et des piles à combustible décrit les réglementations régissant les nouveaux usages de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, et fait des propositions pour lever les verrous réglementaires. Ces travaux ont été intégrés dans l'Association Française de l'Hydrogène et des Piles à Combustible (AFHYPAC) sous forme de groupes de travail regroupant l'ensemble des parties prenantes (industriels, usagers, instituts de recherche, INERIS, ADEME, Direction Générale de la Prévention des Risques et autres administrations le cas échéant). Ces travaux s'appuieront notamment sur les retours d'expérience des premières réalisations et projets de démonstration en cours en France.

Contributeur :
Axel Strang.

15 – Réseaux électriques intelligents (smart grid)

Les réseaux électriques intelligents, clef-de-voûte des politiques énergétiques, en cours de démonstration aux Etats-Unis, Europe et Asie-Pacifique avec des premières briques en cours de déploiement industriel

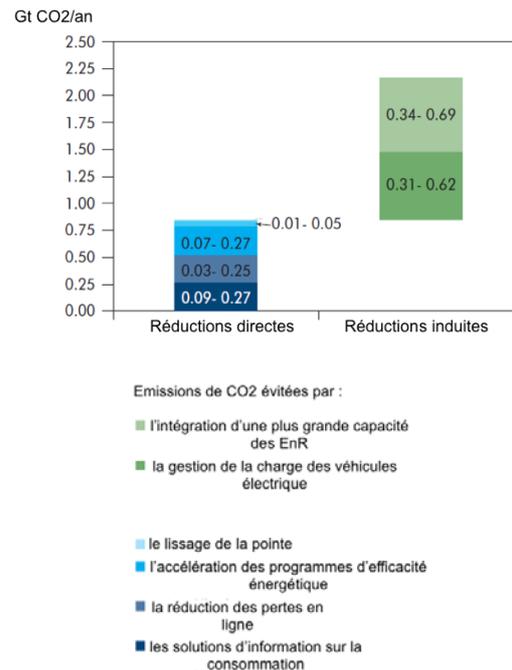
Les compteurs communicants, première brique des réseaux électriques intelligents dits smart grids, ont continué leur déploiement massif particulièrement en Chine et en Amérique du Nord. Les services de pilotage énergétique, notamment d'effacement, ont élargi leur clientèle industrielle, tertiaire, et résidentielle en Amérique du Nord. Les nouvelles architectures de réseaux font l'objet de plusieurs centaines de projets de démonstration à l'échelle mondiale, avec des perspectives de déploiement dans les prochaines années.

Les technologies des réseaux électriques intelligents couvrent quatre domaines principaux :

1. Le contrôle de la demande avec des consommateurs actifs dans la maîtrise fine de leur consommation
2. L'optimisation des réseaux de distribution et de transport via l'utilisation de nouveaux équipements de réseau ;
3. L'insertion massive de moyens répartis de production renouvelable intermittente sur les réseaux ;
4. L'insertion des véhicules électriques sur les réseaux via la problématique de gestion de la charge.

Comme illustré dans le graphique 1, le déploiement des réseaux intelligents apportera des contributions directes et indirectes à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Celle-ci atteindrait une réduction de 2.2 Gt de CO₂ par an d'ici 2050 à l'échelle mondiale. Les impacts directs concernent la meilleure efficacité énergétique des réseaux (réduction des pertes en ligne, optimisation des réglages des équipements réseau, effacement à la pointe). Les impacts indirects incluent l'intégration d'une forte capacité d'énergies renouvelables intermittentes et d'une gestion intelligente de la charge des véhicules hybrides et rechargeables.

Graphique 1 : Réductions annuelles de gaz à effet de serre d'ici 2050 directs et indirects induits par le déploiement des réseaux électriques intelligents, sur la base des scénarios énergétiques BLUE Map (d'après *Energy Technology Perspectives 2010*, AIE)



Le déploiement des technologies de réseaux électriques intelligents a donc un rôle essentiel à jouer comme facilitateur pour l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le marché des réseaux électriques

Perspectives de marché par région économique

Le marché mondial des réseaux électriques intelligents est en forte croissance, tiré par les différentes politiques énergétiques régionales :

- En Amérique du Nord, les technologies de réseaux électriques intelligents continuent leur déploiement suite aux investissements du programme Smart Grids annoncé en 2009, dans le cadre du plan de relance économique ARRA (American Recovery and Reinvestment Act of 2009). Le rythme des investissements

devrait ralentir suite à l'épuisement prochain des fonds ARRA.

- En Europe, l'atteinte des objectifs réglementaires fixés pour 2020 et les perspectives pour 2050 concernant l'intégration des énergies renouvelables, les réductions d'émission de CO₂ et l'efficacité énergétique devraient induire des investissements cumulés dans les smart grids à hauteur d'environ 60 G€ entre 2010 et 2020.

- En Asie-Pacifique, la croissance de la demande en électricité, notamment en Chine, Inde et Asie du Sud-Est, stimule les investissements pour développer et étendre les réseaux électriques. Ces déploiements utilisant les dernières technologies disponibles ont représenté un marché de 9,2 G€ en 2011 et devraient doubler dans les cinq prochaines années, représentant des investissements cumulés d'environ 130 G€ d'ici 2017. Le graphique 2 détaille la répartition des investissements en Asie-Pacifique dans les réseaux de transport, l'automatisation des réseaux de distribution et le déploiement des infrastructures de comptage avancé. Les investissements dans les réseaux chinois devraient se focaliser en grande partie sur le déploiement de technologies de haute tension à courant alternatif (HVAC) et à courant continu (HVDC). Les événements du 11 mars 2011 à Fukushima devrait avoir des répercussions importantes sur la nouvelle politique énergétique au Japon, notamment sur l'architecture et la gestion des réseaux électriques.

Perspectives des marchés par segment

Outre les investissements dans les équipements de réseau de transport et de distribution, le marché des réseaux électriques intelligents voit émerger 6 nouveaux segments en forte croissance depuis les retours d'expérience des démonstrateurs :

- infrastructures de comptage évolué ;
- centrales virtuelles de production ;
- îlotage et micro-réseaux ;
- management de l'énergie et effacement ;
- infrastructures de recharge des véhicules électriques ;
- cybersécurité.

Infrastructure de comptage évolué

Le déploiement des infrastructures de comptage évolué est caractérisé par des vagues régionales :

- prenant source en Amérique du Nord, avec un pic d'unités installées prévu en 2012,

- suivie de l'Asie-Pacifique avec un pic en 2015,
- puis l'Europe avec un pic en 2017.

Graphique 2 : Répartition des investissements dans les réseaux électriques en Asie-Pacifique par grandes catégories d'équipements (Pike Research)

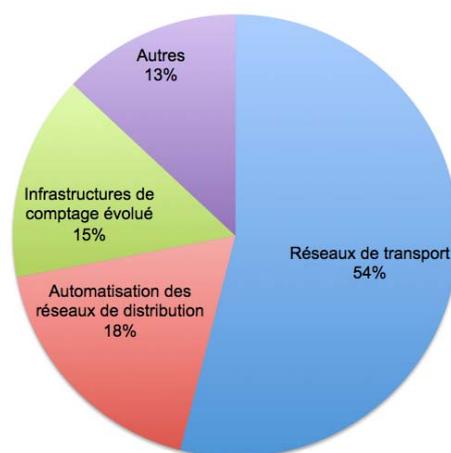


Tableau 1 : Evolution estimée des nouveaux marchés de technologies de réseaux électriques, hors équipements de réseaux électriques (Pike Research)

Taille de marché annuel (en G€)	2011	2017
Services énergétiques	23,2	50,9
Micro-réseaux (micro-grids)	4,5	13,4
Effacement	1,0	4,7
Infrastructures de charge de véhicules électriques	0,3	3,3

Tableau 2 : Estimation du nombre de compteurs évolués déployés dans le monde et répartition des installations dans les principales zones géographiques (compilation de données de SustainableBusiness.com, Frost & Sullivan, GTM Research, Pike Research)

Estimation du nombre de compteurs évolués déployés par principaux marchés (millions d'unités)	2011	2020
Amérique du Nord	40	110
Europe	50	240
Chine	40	700
Reste	70	> 200
Total	200	>1300

Tableau 3 : Evolution des capacités de production gérées par des systèmes de centrales virtuelles et de micro-réseaux (Pike Research)

Capacité de production gérée par systèmes de (en GW)	2011	2017
Centrales virtuelles (VPP)	55,6	91,7
Micro-réseaux (micro-grids)	1,4	4,7

Comme indiqué dans le tableau 2, le nombre de compteurs évolués déployés dans le monde devraient passer de 200 millions d'unités aujourd'hui à plus d'un milliard en 2020, soit un taux de pénétration de 60% de la base totale installée. Le tableau 2 détaille également la répartition des installations par marchés principaux.

En 2011, les technologies de communication de données de comptage ont concerné la technologie de courant porteur en ligne, dite CPL, pour environ les trois-quarts des installations d'infrastructures de comptage évolués, notamment en Europe et en Chine. Les technologies radio ont concerné la plus grande partie des autres installations.

Centrales virtuelles de production et micro-réseaux

Les centrales virtuelles de production, aussi appelées VPP pour Virtual Power Plants, permettent d'optimiser la gestion d'un parc de production, notamment composé de moyens répartis, en le couplant à un gisement de pilotage de consommation (notamment via l'effacement) voire à des capacités de stockage d'énergie. Cette optimisation est réalisée par le biais d'un centre de commande pouvant actionner à distance les moyens de production, d'effacement, et de stockage dans son périmètre. Les VPP peuvent être utilisées pour optimiser les coûts énergétiques de manière dynamique en réagissant aux variations des prix de marché (Commercial VPP) voire pour contribuer à l'équilibre offre-demande du système électrique en répondant aux signaux des opérateurs de réseaux (Technical VPP). Comme indiqué dans le tableau 3, la capacité de production gérées par ces systèmes a presque triplé entre 2010 et 2011 et devrait encore doubler dans les cinq prochaines années.

Ilotage et micro-réseaux

Les technologies d'ilotage et de micro-réseaux permettent à des îlots de réseaux électriques d'opérer de manière isolée temporairement du

système électrique global en combinant des productions d'électricité distribuée (solaire photovoltaïque, cogénération ..) et des systèmes de pilotage de consommations et de stockage d'énergie. Le développement de micro-réseaux est tiré par le besoin de protéger des infrastructures critiques des défaillances éventuelles ou répétées des réseaux électriques. Aujourd'hui les technologies d'ilotage et de micro-réseaux sont opérationnelles dans plusieurs campus universitaires et installations militaires aux Etats-Unis, et suscitent l'intérêt de nombreux pays émergents et sites isolés où les coûts d'électricité sont structurellement élevés. Comme indiqué dans le tableau 3, les capacités de production et de demande gérées par ces systèmes devraient tripler dans les cinq prochaines années.

Gestion active de l'énergie et effacement

Dans un contexte d'augmentation des prix de l'énergie et d'intensification des initiatives pour améliorer leur efficacité énergétique, les gestionnaires de bâtiments industriels, commerciaux et résidentiels adoptent de nouvelles architectures de gestion de l'énergie, dites de bâtiments intelligents. Au-delà de la gestion active des usages internes du bâtiment (eau chaude sanitaire, climatisation, moteurs à vitesse variable, éclairage modulable, ...), ces architectures connectent le bâtiment intelligent à des sociétés de services énergétiques afin d'optimiser les coûts énergétiques (optimiser les usages en lien avec les variations des prix des marchés de l'énergie), voire aux opérateurs de réseaux énergétiques afin d'apporter des services au réseau, notamment via l'effacement de consommations. Comme indiqué dans le tableau 1, le marché des services énergétiques devrait doubler dans les cinq prochaines années. Le recours à des contrats de type contrat de performance énergétique (CPE), où un investisseur initial finance les travaux de rénovation en contrepartie d'une part des économies énergétiques pendant une durée fixée, devrait dominer le marché de l'efficacité énergétique des bâtiments.

Le marché de l'effacement de consommations est tiré par une plus grande volatilité des prix des marchés à court terme de l'énergie. Cette volatilité est due notamment aux variations climatiques affectant la demande (vague de froid et de chaleur) et à la production des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques. Comme indiqué dans le tableau 1, ce marché devrait quadrupler dans

les cinq prochaines années. Ce marché en forte croissance est marqué par une forte consolidation à l'échelle mondiale des acteurs, notamment par des acquisitions de startups par les grandes sociétés d'équipements énergétiques.

Infrastructure de charge pour les véhicules électriques

D'après les estimations de Pike Research, 5,1 millions de véhicules électriques devraient être déployés au niveau mondial d'ici 2017 pour lesquels seront installés 7,7 millions de points de recharge, la plupart à domicile. Comme indiqué dans la tableau 1, le marché des infrastructures de recharge devrait ainsi décupler dans les cinq prochaines années. Pour le marché français, le plan de déploiement des véhicules décarbonés est détaillé dans la fiche 17.

Cybersécurité

En intégrant les nouvelles technologies de l'information et de communication, les infrastructures des réseaux électriques intelligents peuvent devenir plus exposées aux risques de cybersécurité si ceux-ci ne sont pas correctement appréhendés. Les technologies de sécurisation des réseaux électriques sont jugées aujourd'hui comme stratégiques pour prévenir tout incident, conduisant à une forte croissance des investissements cumulés estimés à environ 14,0 milliards de dollars entre 2011 et 2018.

La Recherche et Développement en accélération grâce aux Investissements d'Avenir

SuperGrid, un Institut d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED) traitant des réseaux électriques

L'institut d'excellence dans le domaine des énergies décarbonées Supergrid vise à développer des solutions permettant de rendre le déploiement des énergies renouvelables plus massif, d'une part, et en optimisant les ressources allouées à la construction ou la rénovation des réseaux électriques.

Le programme de R&D de l'institut s'appuie sur cinq programmes :

- architecture et comportement des réseaux de transport à courant continu ;

- équipements de mesure et de coupure pour la sécurité des réseaux notamment ;
- équipements de conversion de puissance ;
- câbles, notamment pour les liaisons sous-marines et des nanomatériaux conducteurs et isolants ;
- moyens de stockage et de stabilisation des réseaux.

L'institut, localisé à Villeurbanne, a pour ambition également de se positionner en pivot entre les industriels et les organismes de formation de la filière pour développer une offre de formation cohérente et pertinente.

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'ADEME a ouvert du 1^{er} juin au 4 octobre 2011 un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour des projets de démonstration technologique. Cet AMI visait quatre thématiques principales :

- une meilleure insertion des productions d'énergies renouvelables dans le réseau ;
- la maîtrise et la gestion de la demande d'électricité ;
- l'anticipation des évolutions liées aux réseaux électriques telles que l'arrivée des compteurs intelligents ou encore des véhicules électriques et/ou hybrides rechargeables ;
- l'expérimentation de nouveaux modèles d'affaires par une synergie entre les acteurs de l'énergie et d'autres secteurs d'activités.

Les décisions de financement de cet AMI seront annoncées au cours de l'année 2012. Un nouvel AMI a été publié le 22 mars 2012, avec une clôture le 10 décembre 2012, ajoutant un volet spécifique concernant les dispositifs d'information liés à la consommation.

Par ailleurs, neuf projets de démonstration de réseaux électriques intelligents sont aujourd'hui en phase de démarrage, représentant un budget total d'investissement de 127 M€ dont 32 M€ financés par les Investissements d'Avenir : ENR POOL, GREENLYS, IPERD, MILLENER, MODELEC, NICEGRID, REFLEXE, SMART ZAE, VENTEEA.

Zoom sur le projet européen GRID4EU

GRID4EU est, à ce jour, le plus gros projet de démonstration smart grids en Europe lauréat du 7^{ème} Programme Cadre de Recherche et Développement Technologique de la Commission Européenne. Les thématiques abordées par le projet incluent la gestion de la production d'énergies intermittentes, notamment photovoltaïque, couplée à du stockage d'énergie, et la gestion active de la demande chez des clients résidentiels (qui seront dotés de compteurs Linky en France).

Ce projet, coordonné par ERDF, rassemble 6 distributeurs européens d'électricité (ERDF, ENEL, Iberdrola, RWE, Vattenfall et CEZ), des fabricants d'équipements, des centres de recherche et des universitaires. Ce projet est la réunion de six démonstrateurs complémentaires de grande taille, et est doté d'un budget total de 54 M€, dont 25 M€ financés par la Commission Européenne. Le démonstrateur français se situe à Nice doté d'un budget de 30 M€, dont 7 M€ par la Commission Européenne et 4 M€ financés par l'ADEME (sous le nom NICE GRID).

Les nouveaux outils dans la création des marchés français pour les réseaux électriques intelligents

Généralisation des compteurs communicants

L'installation de compteurs communicants constitue la première brique du développement de réseaux électriques "intelligents". L'expérimentation Linky, menée par ERDF dans les régions de Tours et Lyon sur environ 300 000 compteurs, a fait l'objet d'une évaluation positive par le comité de suivi présidé par les sénateurs Lenoir et Poniatowski à l'été 2011, et d'un avis favorable de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 7 juillet. C'est sur la base de ces conclusions que la généralisation des compteurs communicants a été annoncée le 28 septembre 2011, confirmée par l'arrêté technique du 10 janvier 2012 qui précise leurs fonctionnalités.

Le marché de capacité de la loi NOME

L'année 2011 a été marquée par la réflexion sur la mise en place d'un marché de capacité. En effet, l'article L.335-1 du code de l'énergie dispose que « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Le moyen mis en place pour atteindre cet objectif, à savoir un mécanisme de capacité reposant sur des garanties de capacité échangeables, est décrit aux articles L.335-2 et suivants. Le mécanisme de capacité vise à garantir une puissance disponible suffisante pour satisfaire les besoins en électricité des consommateurs lors des épisodes de pic de consommation. Ce mécanisme repose sur deux piliers :

- la certification des capacités de production d'électricité et d'effacement de consommation : les exploitants doivent signer un contrat de certification avec le gestionnaire de réseau de transport, les engageant sur un certain niveau de disponibilité durant les périodes de forte consommation d'électricité et leur attribuant, en fonction de ce niveau, un montant de garanties de capacité. Une pénalité financière est prévue en cas de non respect des engagements.
- l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de détenir, chaque année, des garanties de capacité à hauteur d'un certain montant calculé en fonction de la consommation de ses clients durant les périodes de forte consommation et d'un taux de marge.. Les fournisseurs acquièrent des garanties de capacité pour satisfaire leur obligation. Ils règlent une sanction pécuniaire en cas de manquement à leur obligation.

Un tel dispositif est susceptible d'offrir un espace économique aux solutions d'effacement.

Contributeurs :

Axel Strang, Florian Lewis, François Perfezou.

16 – Stockage de l'énergie

Une filière qui voit un fort regain d'intérêt des marchés historiques et de nouvelles opportunités d'usages dans des architectures de systèmes énergétiques intelligents

En 2011, le marché mondial du stockage d'énergie a continué sa croissance sur ses marchés historiques – applications pour réseaux électriques et systèmes de continuité d'alimentation –, et de nouveaux secteurs sont en émergence grâce aux démonstrations de nouvelles architectures de systèmes énergétiques intelligents. En France, le démarrage des démonstrations et des Instituts d'Excellence en Energies Décarbonées, financés par les Investissements d'Avenir, est accompagné des premiers appels d'offre combinant énergies éolienne et solaire avec du stockage, et de la finalisation de l'élaboration du marché de capacité dans le cadre de la loi NOME.

Le marché du stockage d'énergie s'ouvre aux nouveaux systèmes énergétiques

L'industrie du stockage d'énergie a été dominée depuis les années 70 par le déploiement de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et par les systèmes de continuité d'alimentation (dits UPS pour Uninterruptible Power Systems). Cette industrie retrouve un fort regain d'intérêt auprès des opérateurs de réseaux d'électricité et auprès des opérateurs d'installations industrielles et de bâtiments tertiaires afin d'assurer une meilleure qualité d'approvisionnement et d'intégrer les nouvelles technologies de gestion de l'énergie, notamment en lien avec le déploiement d'énergies renouvelables réparties. Le marché du stockage d'énergie voit également l'émergence de quatre nouveaux segments dans les cinq à dix prochaines années :

- le stockage d'énergie dans les procédés industriels sous forme thermique ou chimique, permettant d'offrir une capacité d'effacement ou de décalage d'appels de puissance dans le cadre de l'optimisation des consommations énergétiques, notamment électriques ;
- le stockage d'énergie couplant les réseaux électriques et gaziers, via l'injection d'hydrogène issu

d'électrolyse ou via la production de méthane de synthèse par méthanation. Cette voie de stockage est d'ailleurs l'objet de l'initiative « Power To Gas » animée par l'agence allemande DENA, décrite dans l'encadré ci-dessous ;

- le stockage d'électricité pour les quartiers et bâtiments résidentiels dans le cadre du déploiement des bâtiments et îlots intelligents ou à énergie positive ;
- le stockage mobile d'électricité via les véhicules électriques dans les systèmes dits V2G pour véhicule-to-grid (décrits dans la fiche réseaux électriques intelligents).

Ces quatre segments sont aujourd'hui dans des phases d'études avancées et de démonstrations permettant d'identifier les modèles économiques associés.

Malgré l'émergence de ces nouveaux segments, le marché du stockage d'énergie est très largement dominé par les deux segments historiques qui sont tous deux en forte croissance avec chacun une taille de marché annuel autour de 5 à 6 G€ par an en 2011. Comme illustré dans le graphique 2, les parts relatives des technologies de stockage devraient évoluer de manière importante d'ici 2030.

Zoom sur l'initiative Power To Gas de l'agence allemande DENA

L'Agence allemande de l'Energie DENA (Deutsche Energie Agentur) a inauguré en 2011 la plate-forme stratégique Power To Gas (www.powertogas.info) qui regroupe les parties prenantes des mondes académique, industriel et des pouvoirs publics concernés. L'objectif est d'explorer les modèles d'interaction entre les réseaux électriques et gaziers pour assurer l'intégration massive des énergies renouvelables intermittentes, notamment éolienne, dans le cadre de la vision européenne de produire 80% de l'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2050. L'interaction entre les deux réseaux énergétiques serait assurée dans un premier temps par l'injection d'hydrogène dans les

réseaux gaziers, puis dans un deuxième temps en combinant cette production d'hydrogène avec des processus de capture de CO₂ pour produire du méthane de synthèse (processus de méthanation), lui aussi injecté dans les réseaux gaziers.

Les perspectives de marché des applications pour les réseaux électriques

Le marché du stockage d'électricité pour les réseaux électriques est en forte croissance, au niveau mondial et plus particulièrement en Chine, avec d'importantes perspectives d'investissements de la part des opérateurs de réseaux et des énergéticiens afin de permettre notamment l'intégration d'une plus grande part d'énergies intermittentes. En Europe, le marché est aussi tiré par la rénovation des STEP existantes et la conversion de barrages hydrauliques en STEP.

Pike Research a recensé environ 152 GW de nouvelles capacités de stockage d'électricité, réparties sur environ 600 projets, annoncées ou en cours de construction au niveau mondial. Les montants des investissements cumulés au niveau mondial sont estimés à :

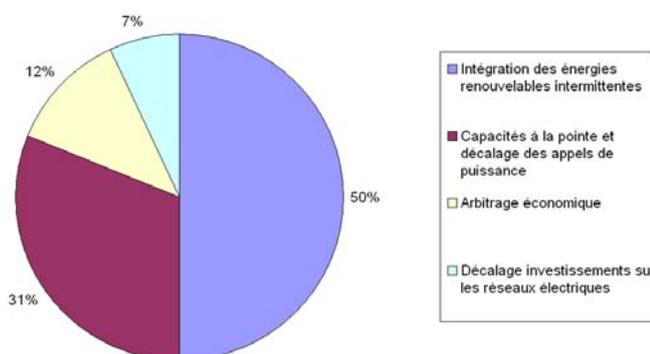
- 98 milliards d'euros entre 2011 et 2022 (Pike Research) ;
- 277 G€ entre 2010 et 2030 (Revisiting Energy Storage, BCG, 2011).

Perspectives par fonction

Comme illustré dans le graphique 1, ces installations de stockage devraient se répartir selon les fonctionnalités suivantes :

- l'intégration des énergies renouvelables intermittentes, notamment l'éolien ;
- les capacités à la pointe et le décalage des appels de puissance ;
- l'arbitrage économique (recharge en périodes de faibles prix, revente en périodes de prix élevés) ;
- le décalage d'investissements sur les réseaux électriques.

Graphique 1 : Répartition par fonctionnalité des capacités de stockage d'électricité installées entre 2011 et 2021 (Pike Research)



Au-delà des perspectives de réduction des coûts d'investissements via l'industrialisation des nouvelles technologies de stockage qui rendront ces solutions plus acceptables économiquement, les facteurs limitant le déploiement des solutions concernent :

- les modèles économiques, notamment la répartition des gains et coûts entre les différentes parties prenantes du système électrique ;
- les incertitudes à moyen terme sur les amplitudes de variations journalières et saisonnières des prix des marchés d'électricité ;
- les évolutions réglementaires concernant l'insertion et la gestion des productions d'énergies intermittentes et des installations de stockage.

Perspectives par technologie de stockage

Les investissements pour les applications de réseaux électriques devraient concerner pour une très grande partie des STEP, suivis des installations de stockage d'énergie par air comprimé, dites CAES, et les batteries à circulation. Comme illustré par les tableaux 1 et graphique 2, les autres technologies devraient également voir une forte croissance avec des parts relatives en puissance bien moindres, mais en nombre plus importants, et pourrait atteindre 50% de la valeur des investissements d'ici 2030.

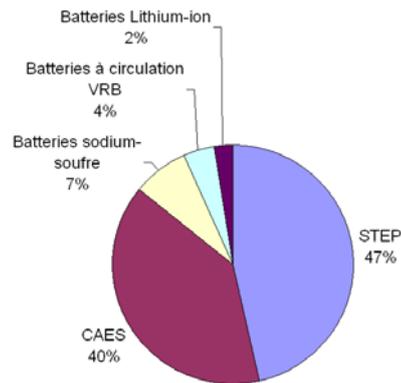
D'après le rapport *2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan* du Centre Commun de Recherche (JRC), il existe aujourd'hui plus de 300 STEP dans le monde avec une capacité mondiale installée de 128 GW. Dans l'Union Européenne, 38 GW de capacité sont opérationnelles et 7 GW de capacités additionnelles sont attendues d'ici 2020, par la rénovation d'installations de STEP et la conversion de barrages hydrauliques existants. Environ la moitié des STEP existantes en Europe nécessiteront des investissements de rénovation d'ici 2030. Les projets de STEP planifiés ou en cours sont situés en Suisse, Autriche, Allemagne, Portugal et l'Espagne. A cela, s'ajoute le fort potentiel de développement en Norvège, estimé à 10-25GW de capacités additionnelles, tiré par le fort développement de l'énergie éolienne en Mer du Nord.

Outre les deux sites de stockage d'énergie par air comprimé (CAES) en opération, à Huntghorf en Allemagne et à McIntosh,

Alabama aux Etats-Unis, de nouveaux sites dans neuf pays sont en cours de planification, de construction ou de démonstration. 1500 MW de projets sont ainsi prévus aux Etats-Unis, 300 MW en Allemagne, 300 MW en Israël, 300 MW en Corée du Sud, 400 MW au Maroc, 25 MW en Italie, auxquels s'ajoutent des projets au Japon et en Afrique du Sud.

Le déploiement des batteries sodium-soufre a atteint une capacité cumulée de 316 MW et pourrait atteindre 1 GW d'ici 2020. Une installation de ce type est aujourd'hui installée à La Réunion.

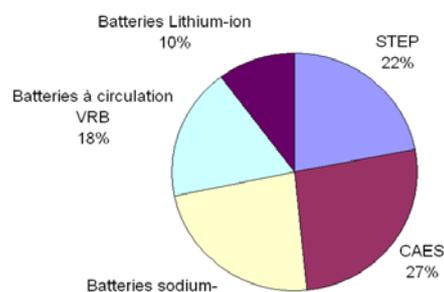
Le potentiel des technologies de stockage d'électricité par volants d'inertie et via hydrogène pour les applications des réseaux électriques n'était pas disponible en 2011.



Répartition des capacités en énergie

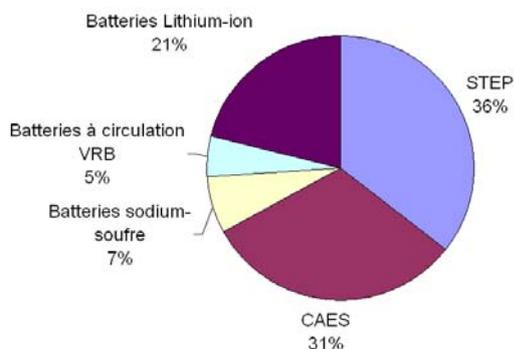
Tableau 1: Estimation des capacités installées de stockage d'électricité (puissance et énergie) et des investissements pour les applications des réseaux électriques, par technologie de stockage, entre 2010 et 2030 (Revisiting Energy Storage, BCG, 2011)

Technologie	Capacité installée en puissance (GW)	Capacité installée en énergie (GWh)	Valeur des investissements (millions d'euros)
STEP	151	1341	60700
CAES	133	1142	73600
Batteries sodium-soufre	30	216	64700
Batteries à circulation VRB	21	124	49800
Batteries Lithium-ion	90	72	28700



Répartition des investissements

Graphique 2 : Répartition relative des capacités installées de stockage d'électricité (puissance et énergie) et des investissements pour les applications des réseaux électriques, par technologie de stockage, entre 2010 et 2030 (Revisiting Energy Storage, BCG, 2011)



Répartition des capacités de puissance

Les perspectives de marché des applications des systèmes de continuité d'alimentation (dits UPS) pour les infrastructures critiques et les systèmes de gestion énergétique des bâtiments tertiaires

Le marché mondial des UPS est en forte croissance (environ 12% par an), a atteint 6,6 G€ en 2011 et devrait atteindre 10,6 G€ en 2015 (Pike Research). Cette croissance est tirée, notamment dans les pays émergents, par le besoin accru de protéger des infrastructures critiques, notamment des systèmes d'information, contre les instabilités d'alimentation électrique.

Ces systèmes incluent des éléments de stockage d'énergie comme des batteries ou des volants d'inertie, couplés à des éléments d'électronique de puissance. Ces systèmes permettent de réduire les durées d'arrêt, d'éviter des pertes d'information voire d'équipements pendant ou suite à des coupures d'alimentation.

Ce marché est dominé par les systèmes individuels, avec une forte croissance des systèmes pour les centres de données centralisés couplés à des productions d'énergie réparties et s'intégrant aux systèmes de gestion énergétique des bâtiments. Les bâtiments tertiaires ont ainsi représenté en 2011 41% du marché mondial des systèmes UPS (*Pike Research*). Les systèmes UPS sont installés en complément des systèmes de gestion énergétique, pour optimiser les usages électriques face à des tarifications dynamiques et des offres d'effacement, notamment aux Etats-Unis. Ces systèmes de gestion énergétique intègrent ainsi du stockage électrique de plus longue durée et du stockage thermique, notamment de froid pour les besoins de climatisation.

Les Investissements d'Avenir dans le stockage d'énergie

Les Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED) traitant du stockage d'énergie

Dans le cadre du programme Instituts d'Excellence des Energies Décarbonées (IEED), trois lauréats incluent le stockage d'énergie dans leur programme de recherche :

- France Energies Martimes (détaillé dans la fiche 8) incorpore un volet de recherche sur l'utilisation du stockage d'énergie en vue d'une meilleure intégration sur les réseaux électriques ;
- Géodnergies (détaillé dans la fiche 9) incorpore un volet de recherche sur le stockage sous-terrain d'air comprimé et d'hydrogène ;
- Le projet PS2E (détaillé dans la fiche 2), non labellisé IEED mais qui bénéficiera de soutiens publics dans le cadre de ce programme, incorpore un volet de recherche sur le stockage d'énergie dans les procédés industriels ;
- Supergrid (détaillé dans la fiche 15) incorpore un volet de recherche sur l'intégration et la gestion des moyens de stockage massifs, notamment les STEP, dans les réseaux électriques de demain.

Projets de démonstration financés par l'ADEME

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'ADEME a ouvert du 27 avril au 14 octobre 2011 un appel à manifestation d'intérêt. Ce

dernier a eu pour objectif général de contribuer à l'émergence et la diffusion de nouveaux systèmes de stockage d'énergie (électrique et thermique), et ciblait essentiellement les composants ou systèmes de stockage d'énergie, leur procédé de fabrication et des premières démonstrations. Les décisions de financement seront publiées au cours de l'année 2012. Par ailleurs, des systèmes de stockage d'énergie sont en cours d'essais dans des projets de démonstration de réseaux électriques intelligents, en tant que brique des nouvelles architectures de réseaux électriques.

Les outils dans la création de marchés français pour le stockage d'électricité

Appel d'offre dans les DOM portant sur des installations éoliennes couplées à des dispositifs de stockage d'électricité

Pour accompagner le développement des énergies renouvelables dans les territoires insulaires, le Gouvernement a lancé en 2010 un appel d'offres portant sur la construction d'ici 2013, d'installations éoliennes terrestres de production d'électricité pour une puissance totale de 95 mégawatts (MW) répartie sur les régions de Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion et les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin.

Les installations devront être équipées de dispositifs de stockage d'énergie électrique et de prévision de production. L'objectif est de faire émerger des technologies permettant de réduire l'impact des installations éoliennes sur le réseau électrique, afin de rendre possible une augmentation significative de la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'électricité de ces territoires, actuellement limitée à 30%. Suite à l'instruction des dossiers reçus par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le Gouvernement a retenu neuf projets répartis sur l'ensemble des DOM et de la Corse.

Appel d'offre dans les DOM portant sur des installations photovoltaïques couplées à des dispositifs de stockage d'électricité

L'appel d'offres portant sur les installations photovoltaïques de puissance supérieure à 250 kWc lancé à l'été 2010 par le gouvernement comporte un lot spécifique dédié aux centrales solaires au sol ou sur bâtiment situées en Corse ou dans les

départements d'Outre mer et intégrant des dispositifs de stockage de l'énergie produite. Le cahier des charges précise les conditions de stockage de l'énergie et de prévision journalière de production que doivent respecter ces installations.

La puissance totale pour ces installations est de 50MW, répartis géographiquement en fonction des bassins géographiques suivants: Corse (15MW), La Réunion et Mayotte (17,5MW), Guadeloupe Guyane et Martinique, Saint Barthélémy et Saint Martin (17,5MW). L'appel d'offres est en cours d'instruction par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Le marché de capacité de la loi NOME

L'année 2011 a été marquée par la réflexion sur la mise en place d'un marché de capacité. Un tel dispositif est susceptible d'offrir un espace économique aux solutions de stockage électriques. En effet, l'article L.335-1 du code de l'énergie dispose que « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Le moyen mis en place pour atteindre cet objectif, à savoir un mécanisme de capacité reposant sur des garanties de capacité échangeables, est décrit aux articles L.335-2 et suivants. Le mécanisme de capacité vise à garantir une puissance disponible suffisante pour satisfaire les besoins en électricité des consommateurs lors des épisodes de pic de consommation. Ce mécanisme repose sur deux piliers :

- la certification des capacités de production d'électricité et d'effacement de consommation : les exploitants doivent signer un contrat de certification avec le gestionnaire de réseau de transport, les engageant sur un certain niveau de disponibilité durant les périodes de forte consommation d'électricité et leur attribuant, en fonction de ce niveau, un montant de garanties de capacité. Une pénalité financière est prévue en cas de non respect des engagements.
- l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de détenir, chaque année, des garanties de capacité à hauteur d'un certain montant calculé en fonction de la consommation de ses clients durant les périodes de forte consommation et d'un taux de marge. Les fournisseurs acquièrent des garanties de capacité pour satisfaire leur obligation. Ils règlent une

sanction pécuniaire en cas de manquement à leur obligation.

Les exploitants d'installations de stockage d'électricité, susceptibles de produire ("restituer") de l'électricité durant les périodes de forte consommation, feront ainsi l'objet d'une certification et se verront attribuer, selon une méthode qui sera précisée par voie réglementaire, un certain montant de garanties de capacités, qu'ils pourront valoriser auprès des fournisseurs. Cette nouvelle source de revenus, complémentaire de ceux tirés des arbitrages économiques liés à la vente de l'électricité, est susceptible d'ouvrir un espace économique aux solutions de stockage d'électricité.

Zoom sur la création de la European Association for Storage of Energy (EASE)

L'association européenne de stockage d'énergie (EASE pour European Association for Storage of Energy), regroupant 13 membres fondateurs, a été officiellement lancée le 27 septembre 2011 à Bruxelles. Parmi les membres de cette association sont inclus industriels, énergéticiens et le secteur académique : Alstom, DONG Energy A/S, EDF SA, EnBW AG, Enel S.p.A., E.ON AG, GDF SUEZ SA, Hitachi Power Europe GmbH, KEMA BV, RISØ DTU, RWE AG, Saft SAS, Siemens AG.

Les principaux objectifs d'EASE sont :

- d'apporter une vision consensuelle des applications et des technologies de stockage de l'énergie dans le cadre de la politique climatique et énergétique européenne,
- de partager les connaissances et coordonner les activités nationales,
- et ainsi stimuler le développement de technologies innovantes de stockage de l'énergie et de leurs applications.

Contributeurs :

Axel Strang, Romary Boutot, Julien Thomas, François Perfezou.

17 – Véhicule décarboné

De premières étapes ont été franchies pour un déploiement des véhicules électriques et hybrides

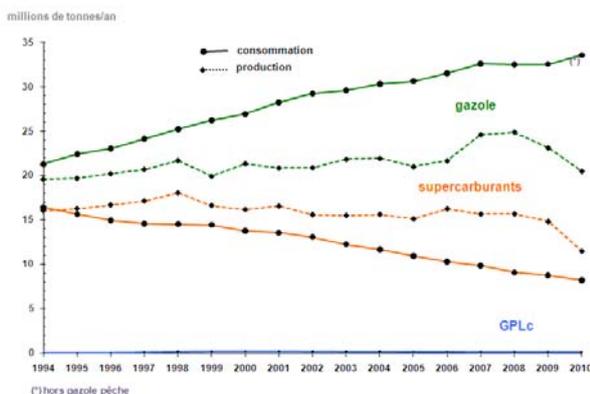
Réduite jusqu'alors à des marchés de niche, la filière véhicules décarbonés change d'échelle. Technologies arrivées à maturité, changement de comportement des consommateurs, implication forte des acteurs, et soutien politique important permettent de faire émerger une filière qui devrait contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à celle de la dépendance énergétique au pétrole du secteur des transports, à l'amélioration de la qualité de l'air en milieu urbain, et constitue un enjeu industriel majeur pour la filière automobile.

Des véhicules de plus en plus performants

Les différentes technologies ont progressé, rendant les véhicules plus respectueux de l'environnement

Différentes technologies cohabitent (motorisation essence, diesel, GPL...) comme le montre le graphique ci-dessous.

Production et consommation de carburants en France (SP98, SP95, gazole, GPLc) (source UFIP)

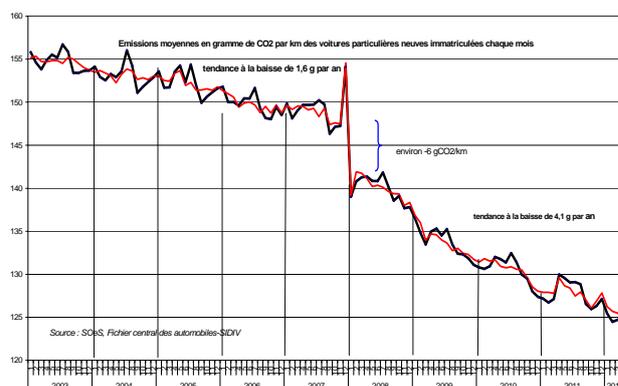


Par ailleurs, les biocarburants et la pile à combustible (hydrogène) font l'objet de fiches spécifiques et détaillées dans le cadre de ce rapport (respectivement fiches 5 et 14).

Les progrès réalisés dans la filière automobile, couplés à l'efficacité du dispositif de bonus malus mis en place fin 2007 (149g de CO₂/km en moyenne en 2007), ont permis de réduire

significativement la moyenne des émissions de CO₂ de véhicules neufs en France:

Emissions moyennes en g CO₂/km des voitures particulières neuves immatriculées (2003- début 2012) (source SOeS)



Ainsi, les véhicules particuliers neufs immatriculés en 2011 atteignent à la fin de l'année 127g de CO₂/km.

Afin d'accélérer le déploiement de véhicules toujours plus respectueux de l'environnement, un accent particulier a été mis sur les véhicules électriques et hybrides rechargeables, au travers du plan national de déploiement de ces véhicules, présenté par le Gouvernement le 1^{er} octobre 2009.

L'offre de véhicules électriques se développe et les ventes démarrent progressivement

En 2011, 4 531 véhicules électriques (voitures particulières et véhicules utilitaires légers) ont été mis en circulation sur le territoire national, principalement sur le dernier trimestre de l'année, faisant suite aux nouveaux véhicules arrivés sur le marché.

Les commandes de véhicules électriques se multiplient

L'UGAP et La Poste ont lancé une opération de commande groupée visant à constituer une puissance d'achat suffisamment importante pour obtenir des fournisseurs des véhicules un coût total de possession inférieur ou égal à celui des véhicules thermiques équivalents (aide de l'Etat déduite). Vingt entités ont rejoint cette démarche. L'appel d'offre comporte 3 lots: 15 637 véhicules utilitaires légers (remporté par Renault avec la Kangoo ZE), 3 074 véhicules compacts deux places

(remporté par PSA avec la Peugeot Ion), et des véhicules particuliers de quatre ou cinq places (appel d'offre en suspens). Les véhicules seront livrés sur les quatre prochaines années.

L'offre de véhicules hybrides ne cesse de se développer

Le véhicule hybride possède deux moteurs : l'un fonctionne avec du carburant (moteur thermique), l'autre est électrique. Les batteries permettent d'alimenter en énergie le moteur électrique et ainsi de suppléer, à la demande, au moteur thermique, permettant des gains de consommation non négligeables. Ce marché (13 340 véhicules en 2011) représente environ 1% des ventes, principalement dominé par Toyota-Lexus (Prius, Auris, CT200h et RX450h), et l'arrivée de nouveaux modèles hybrides diesel de Peugeot et Citroën.

L'arrivée des véhicules hybrides rechargeables

C'est un véhicule hybride équipé d'une batterie rechargeable au travers d'une borne de recharge électrique dans les lieux privés (garages ou parkings en entreprises) ou sur les lieux publics (parkings en voirie, stations services, centres commerciaux). Cette technologie permet donc de limiter les émissions polluantes des véhicules, notamment en milieu urbain où le moteur électrique peut assurer la majorité des déplacements, tout en disposant d'une autonomie importante, grâce au moteur thermique pour les grandes distances. L'offre devrait rapidement croître avec l'arrivée de véhicules PSA, Volvo, Toyota, ou encore BMW.

Une infrastructure de recharge pour véhicules électriques

Objectifs

Pour atteindre l'objectif de 2 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables en circulation en 2020, il est nécessaire de développer un réseau de points de recharge accessibles au public qui « sécurise » les utilisateurs. Le développement de points de recharge privés doit également être facilité.

en milliers d'unités	2015	2020	2025
Prise Domicile Travail	900	4 000	9 000
Voirie / parking - Charge normale	60	340	750
Voirie / parking - Charge rapide	15	60	150
Total	975	4 400	9 900

Treize agglomérations pilotes (14 avec Monaco) se sont engagées en avril 2010 à déployer des infrastructures de recharge : Bordeaux, Grenoble, Rennes, Nice, Angoulême, Aix-en-Provence, Orléans, Paris, Rouen, Strasbourg, le Havre, la Rochelle et le Grand Nancy. Les villes labellisées « EcoCités » sont également fortement impliquées dans cette démarche.

Guide de déploiement à destination des collectivités

Afin de faciliter le déploiement de ces infrastructures au niveau national, l'État a décrit le cadre conceptuel et organisationnel au travers d'un Livre Vert, publié début mai 2011 et disponible sur le site Internet du ministère du développement durable. L'objectif est de permettre d'apporter toutes les réponses aux questions qui se posent pour un déploiement d'envergure sur le territoire national. En cela, ce document constitue un véritable guide pour assister les collectivités territoriales dans la mise en œuvre de leurs projets.

Accompagnement financier de l'Etat

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'Etat a confié à l'ADEME le rôle d'opérateur du programme « véhicule du futur » doté de 750 millions d'euros pour la filière automobile. Au travers ce programme, l'Etat accompagne les collectivités pilotes s'engageant dans le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules hybrides ou électriques rechargeables.

Les villes labellisées « EcoCités » peuvent également bénéficier de ce dispositif via la Caisse des Dépôts et Consignations, au titre du programme « Ville de demain ».

Un budget total de 50 millions d'euros est alloué aux opérations soutenues dans le cadre de ces deux programmes, sous forme de subvention :

- taux de soutien de 50% du coût d'investissement (matériel, génie civil, ingénierie et raccordement au réseau...) dans le cas des infrastructures de charge installées sur la voie publique, hors concession, en alimentation normale (3KVA) ou accélérée (22KVA) ;
- taux de soutien de 30% du coût d'investissement dans le cas des infrastructures de charge rapide (43KVA) installées sur la voie publique ou dans des stations services ouvertes au public.

L'appel à manifestations d'intérêt est ouvert jusqu'au 16 décembre 2013.

Parkings et constructions d'immeubles

La loi Grenelle 2 prévoit l'obligation de l'intégration de prises de recharge dans les parkings des constructions d'immeubles (bureaux et habitations) dès 2012. A compter de 2015, la création de prises sera également rendue obligatoire dans les parkings des immeubles de bureaux déjà existants. Ces dispositions figurent dans le décret n°2011-873 du 25 juillet 2011 relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables.

Des enjeux de sécurité

Les risques spécifiques sont méthodiquement identifiés et traités

La création de la filière véhicules électriques et hybrides rechargeables, devant s'affranchir des dangers éventuels sur l'ensemble du cycle de vie, la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ont mandaté l'INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques) et l'UTAC (Union Technique de l'Automobile, du motocycle et du Cycle) afin que soient identifiées toutes les sources de risques potentiels pour lesquelles des solutions garantissant une bonne sécurité sont ou devront être mises en place, notamment en matière de réglementation, de certification, ou d'homologation. Les problématiques prioritaires identifiées ont été les risques associés à la charge chez les particuliers, les risques associés à des incidents en milieu confiné, et les modalités d'intervention en sécurité des services de secours. Des essais d'incendies sur batteries et véhicules complets ont été réalisés (émanation de gaz toxiques, flux de chaleur, cinétique de combustion...) afin d'affiner une première série de recommandations formulée publiquement le 20 juin 2011. Un point d'étape a été réalisé le 22 décembre 2011 entre l'administration et les acteurs industriels concernés. L'ensemble de ces travaux ont permis de proposer des mesures adaptées qui permettent de garantir un niveau de sécurité optimal, présentées publiquement le 21 mars 2012 à la presse spécialisée et aux acteurs concernés.

La réglementation évolue

Le véhicule décarboné ne peut être déployé sans l'existence et l'application de réglementations assurant la maîtrise de sa sécurité et de son impact environnemental, ni de normes consensuelles permettant la mise en œuvre des dispositions réglementaires, ainsi que l'interopérabilité et la qualité de service à tous les niveaux.

De nombreux amendements ou règlements ont été adoptés par la Commission européenne ou dans le cadre du Forum Mondial pour l'harmonisation des réglementations sur les véhicules pour tenir compte des spécificités des véhicules électriques et hybrides rechargeables : sécurité en utilisation, choc frontal, choc latéral, freinage récupérateur... Les travaux se poursuivent au niveau communautaire voire international, sur les sujets batteries, compatibilité électromagnétique, niveau sonore...

Des acteurs industriels très impliqués

L'industrie française des filières automobile et électrique a confirmé sa détermination à rester à l'avant-garde mondiale du véhicule du futur en s'engageant sur une Charte. Mise en place à l'initiative du ministère chargé de l'énergie, celle-ci témoigne de la volonté des industriels français de proposer aux consommateurs des véhicules décarbonés, produits et services associés, présentant un haut niveau de performance, de qualité, de simplicité d'usage et de sécurité. En signant cette charte le 6 septembre 2011, les acteurs se sont ainsi engagés à proposer des offres de véhicules électriques et hybrides attractives pour les particuliers, promouvoir les véhicules électriques et hybrides auprès des acquéreurs de flottes et des collectivités, assurer un haut niveau de sécurité des véhicules, offrir des systèmes de garanties des véhicules adaptés, mettre en place un service après-vente adapté, fournir une information transparente sur les conditions d'usage du véhicule, faciliter la recharge domestique des véhicules et l'accès à l'infrastructure publique, ou encore réduire l'impact environnemental grâce au recyclage des batteries.

Contributeur :
Willy Bréda.