

Editorial

Le 21ème Conférence Mondiale de l'Energie s'est réunie à Montréal en septembre.

Un autre événement important de ces dernières semaines est le rapport annuel de l'Agence Internationale de l'Energie "Energy Outlook", qui fait le point sur l'état des consommations énergétiques et fournit les meilleures projections de l'Agence pour les prochaines décennies.

Ces deux organismes, avec des modalités très différentes, nous permettent de construire des synthèses qui font écho à nos propres travaux, spécifiquement centrés sur le nucléaire et les Nouvelles Technologies Énergétiques développées par le CEA. Un des points principaux qui se consolident de plus en plus est celui du rôle des réseaux à l'avenir, qui ira en se renforçant.

Le 21ème siècle sera le siècle des réseaux

Corrélativement, le discours sur les énergies diffuses contrastant avec la production centralisée, parfois de façon militante (small is beautiful), a largement décliné. De nombreux experts citent les smart grids locaux et les ENR réparties, mais très vite arrive le réseau électrique fédérateur et la vision selon laquelle des besoins massifs en énergie nécessiteront des moyens lourds et structurés. Le futur rôle accru du gaz que l'AIE décrit passera lui aussi par des réseaux renforcés : gaziers... et à nouveaux électriques dès lors qu'une partie importante du gaz sert et servira à produire de l'électricité.

Ainsi, les énergies bas carbone développées par le CEA passeront-elles en grande majorité par le réseau électrique : nucléaire, bien sûr, mais aussi les NTE, qu'il s'agisse de solaire (voir notamment le dossier sur le Maroc de ce numéro de la Lettre), de batteries pour la mobilité, de production d'hydrogène par électrolyse pour usage direct ou synthèse de biocarburants... Les réseaux électriques seront le point de convergence quasi obligé, dont il importe de maîtriser au mieux... ce qui peut l'être, dans un contexte en forte évolution (voir par exemple l'article de ce numéro sur les interactions entre taille de réseaux et pénétration du nucléaire)... Il importe aussi de développer les outils économiques à même de traiter l'incertain pour tout ce qui le nécessite.

L'I-tésé est engagé dans ces deux voies.

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

Directeur de l'I-tésé

Sommaire

Dossier

Le Maroc au royaume du soleil 2

Eclairages

Extraction de l'uranium de l'eau de mer 8

Quelle place pour l'hydrogène dans le mix énergétique de demain? 10

La dépense de R&D en quelques chiffres clé 11

Effet de taille et effet des réseaux sur les coûts du nucléaire 16

Actualités scientifiques/
Vie de l'Unité 19

Le chiffre du trimestre

165 390 tonnes

C'est la quantité totale de combustibles nucléaires usés entreposés dans les pays de l'OCDE, selon le dernier livre brun publié par l'organisation. La capacité opérationnelle de recyclage y est aujourd'hui inférieure à 2000 tonnes par an.

F. Legée

Le Maroc au royaume du soleil

par Françoise THAIS

Doté d'un potentiel privilégié d'ensoleillement et de vent, le Maroc a lancé récemment un programme ambitieux de développement d'énergies renouvelables à l'horizon 2020, axé en particulier sur l'énergie solaire, sous la forme d'un Plan Solaire Marocain. Son objectif principal est de contribuer à limiter la dépendance énergétique du pays pénalisante pour son développement économique. Mais l'aboutissement d'un tel plan tient cependant à la satisfaction de certaines conditions, comme l'incitation des investisseurs à se positionner sur les différents projets du plan, malgré le coût encore élevé des technologies solaires. La réussite du PSM est donc corrélée à une offre de mécanismes et de sources de financement appropriés, qui pourrait s'inscrire notamment dans le cadre des nouvelles initiatives méditerranéennes, telles que Désertec et Transgreen.

Depuis une dizaine d'années, le Maroc connaît un véritable essor de son développement économique et de sa modernisation, grâce à une politique très dynamique. Sa croissance économique, de l'ordre de 5% et désormais supérieure à la moyenne mondiale, lui permet de jouer un rôle moteur pour le continent africain et d'être qualifié par certains¹, de « lion africain »², en référence aux tigres asiatiques dont le profil de richesse et de croissance est comparable. Sur la base de critères encore différents, d'autres évoquent plutôt un statut de pays nouvellement émergent.

En même temps, le Maroc connaît aussi une réelle explosion démographique. Sa population, qui a quasiment quadruplé en 60 ans, compte aujourd'hui près de 35 millions d'habitants dont plus du quart a moins de 15 ans.

Résolument tourné vers l'avenir, le pays s'est lancé dans un ensemble de réformes importantes et structurantes, appelées à jouer un rôle important pour son progrès économique et social. Celui-ci est d'ailleurs déjà visible sur la structure de son PIB, marquée par une forte augmentation des activités dans le domaine de l'industrie et des services, même si la part liée à l'agriculture reste encore aujourd'hui assez importante, à hauteur de 20%.

Une orientation énergétique nécessaire

Un des points clés pour poursuivre le développement du Maroc passe par la diminution de sa forte dépendance énergétique, qui le rend vulnérable face aux aléas géopolitiques. Malgré des importations d'origine diversifiée, cette situation s'avère toutefois pénalisante sur le plan économique. La facture énergétique annuelle très importante que supporte le pays constitue un

véritable obstacle à son développement. A titre d'exemple, en 2009, le Maroc a importé 96% de son énergie (produits pétroliers, charbon et même 18% d'électricité) pour un montant de 54 milliards de dirhams³, qui a pesé lourdement dans sa balance commerciale. Cette facture s'était révélée encore nettement supérieure en 2008, suite à l'envol des prix des énergies fossiles.

L'augmentation des besoins énergétiques qui accompagne la transformation du pays est aussi renforcée avec les contrastes climatiques que connaît le pays, contrastes appelés à devenir accrus dans le futur. La volonté d'un accès généralisé pour tous à l'électricité et à la ressource en eau, le stress hydrique potentiel que le changement climatique pourrait générer, les besoins en froid (climatisation, froid industriel) sont autant d'éléments que le pays doit intégrer dans sa stratégie énergétique. Différentes études de scénarios concluent ainsi que la demande annuelle en électricité à l'horizon 2050 pourrait être multipliée par un facteur compris entre 7 et 9 suivant les hypothèses retenues.

Le Maroc se trouve ainsi face au challenge d'assurer une offre énergétique à la hauteur de ses besoins grandissants, tout en ne grevant pas son économie. *De facto*, il base sa nouvelle stratégie aujourd'hui sur la meilleure utilisation possible de ses propres ressources.

Un potentiel très prometteur en énergies renouvelables

Les ressources disponibles du Maroc en énergie fossile sont très peu abondantes à ce jour : les quantités

¹ Interview de Patrick Dupoux (Les Afriques n°131)

² Huit pays sont dénommés lions africains : Egypte, Lybie, Tunisie, Algérie, Afrique du sud, Botswana, Maurice

³ 1€ = 11,02 DH

découvertes de pétrole et de gaz ne couvrent que 2%, respectivement 54%, de la consommation en 2009 de ces énergies. Depuis peu cependant, le pays a relancé l'exploration de pétrole en fondant des espoirs sur l'*off-shore* profond. Côté charbon, aucune réserve récupérable n'a été identifiée dans le sol marocain.

Des études de prospection ont conclu cependant à des réserves importantes d'énergie fossile non conventionnelle, sous la forme de schistes bitumineux (de l'ordre de 30 fois la consommation annuelle actuelle de pétrole). Mais, pour des raisons économiques, ceux-ci sont très peu exploités.

A l'opposé des réserves fossiles, le pays est doté d'un potentiel important en énergies renouvelables, assez modestement exploité à ce jour. Ses deux massifs montagneux, le Rif et l'Atlas, offrent des conditions propices au développement de l'énergie hydraulique (barrages et STEP⁴). Compétitive et facile à mettre en œuvre, cette énergie a en effet contribué en 2009 à 12% de la production d'électricité. Mais, par manque de nouveau site, seuls 20 MW supplémentaires par rapport aux 1265MW existants seraient encore réalisables. A l'ouest, sous influence océanique, les côtes ventées s'étendant sur plus de 3500 km recèlent un potentiel très intéressant pour l'énergie éolienne, d'une capacité supérieure à 6000 MW. Cependant, la capacité installée aujourd'hui ne représente encore que 2% de la capacité électrique totale (6135MW en 2009). L'exploitation de la biomasse (de l'ordre de 950MW équivalents) trouve sa place également dans un paysage contrasté, à la fois aride et verdoyant (9 millions d'hectares de forêts). Enfin, les conditions d'ensoleillement sont extrêmement favorables, comme partout en Afrique du nord, pour utiliser les technologies solaires: le solaire photovoltaïque, mais également le solaire thermodynamique à concentration qui requiert un rayonnement direct. Ce dernier est caractérisé par une valeur moyenne de l'irradiation de 5kW/m²/jour, valeur de 30% supérieure à celle des meilleurs sites européens. Les zones désertiques, quant à elles, atteignent des niveaux permettant de gagner encore sur les rendements techniques.

Vers une électricité plus verte

Doté de ce potentiel important en énergies renouvelables, le Maroc en a tenu compte dès les années 80 dans sa stratégie énergétique. Les premiers objectifs étaient d'acquérir une première expertise dans le domaine grâce à des projets pilotes, puis au travers de programmes sociaux, de développement et d'infrastructure. Avant les années 2000, l'amélioration des conditions de vie des populations rurales a été mise en avant. Depuis ces dernières années, l'enjeu essentiel est désormais porté sur la réduction de la dépendance

énergétique du pays. Impliqué dans le processus onusien sur les changements climatiques, le Maroc s'inscrit aussi par ce biais dans une logique de développement durable.

Jusqu'à aujourd'hui, les énergies solaire, éolienne, hydraulique ont contribué à produire de l'électricité de puissance, à fournir de l'énergie décentralisée dans les endroits isolés et à apporter des capacités de chauffage individuel. Cependant, le mix électrique marocain restera encore un temps dominé par l'énergie fossile. Ainsi, le plan d'équipement 2009-2015 présenté par l'ONE⁵, lors des 1ères Assises de l'Énergie en mars 2009, prévoit des investissements importants avec la réalisation d'une capacité de plus de 5000 MW, dont moins de la moitié seulement avec des centrales éoliennes et hydraulique, le complément avec des centrales au gaz, au fioul, aux schistes et au charbon. S'agissant de l'énergie solaire, aucune centrale de production n'est envisagée dans ce cadre. Seule une centrale à cycle combiné gaz⁶- solaire (472 MW dont 20 MW solaire) a vu sa mise en service cette année (Aïn Beni Mathar). Elle est par contre concernée par des programmes spécifiques, dont certains on été initiés dans le passé, comme :

- o le Programme d'Electrification Rurale Généralisée (PERG), visant à électrifier les foyers isolés au moyen de panneaux photovoltaïques (96% du taux rural en 2009, action poursuivie),
- o l'installation de 350 pompes solaires,
- o le programme Promasol pour le chauffage à l'énergie solaire (CES) avec, en 2008, 240 000 m² installés et la volonté de continuer au rythme d'un équipement de 40 000 m² chaque année,
- o 2 mini-centrales de 50 et 150 kWc,
- o le programme Chourouk prévoyant l'installation d'un ensemble de micro-centrales de 0,5 à 1kWc chez des particuliers et dans des agences, l'objectif étant d'atteindre 500 MW d'ici 2015.

A cette échéance, le pays s'est fixé comme engagement de fournir des conditions acceptables de confort pour tous, en termes d'accès à l'électricité, de possibilité de pompage d'eau et de chauffage en fonction des besoins.

Voie royale pour l'énergie solaire

Mais une exploitation significative du potentiel des énergies renouvelables du Maroc afin de pallier sa vulnérabilité et de disposer d'un mix moins carboné, ne peut être réalisée que dans un contexte de politique très volontariste.

Le pays a donc planifié récemment une stratégie dans ce

⁴ Station Turbinage Et Pompage

⁵ Office National de l'Electricité

⁶ Une partie du gaz importé provient du gazoduc GME traversant le pays

sens, grâce à laquelle il espère que 42% de la puissance électrique installée en 2020 sera fournie à partir d'énergies hydraulique, éolienne et solaire. En particulier, le développement spécifique de l'électricité d'origine solaire a été lancé en novembre 2009 par le Ministère de l'Énergie et des Mines, sous la forme d'un Plan Solaire Marocain (PSM). Son objectif est l'installation d'une capacité de 2 000 MW de cette production d'ici 2020, soit 3 à 4 fois plus que la capacité actuelle. Cinq sites sont d'ores et déjà identifiés, pour recevoir des centrales de puissance de 100, 400 ou 500 MW. Les 4500 GWh qui seront produits annuellement par les cinq sites du PSM devraient représenter au moins 8% de la consommation d'électricité en 2020 (comprise entre 43 et 61 TWh selon les scénarios) pour un investissement total estimé à 70 Mds de DH (9 Mds de \$).

Enfin, même si le Maroc n'a encore rien projeté à plus long terme, des études réalisées par des organismes extérieurs⁷ estiment, pour les hypothèses les plus optimistes, que la production électrique d'origine solaire pourrait atteindre 60% de la production totale, avec 9 fois plus d'énergie solaire thermodynamique à concentration que d'énergie photovoltaïque.

Cependant, la promesse d'un futur brillant pour l'énergie solaire marocaine est liée à un ensemble de conditions qui, pour le moment, ne sont pas encore toutes satisfaites.

Une politique domestique adaptée

Pour relever son défi à moyen terme, le Maroc s'est d'abord engagé dans l'adaptation de sa politique énergétique nationale, à différents niveaux, législatif, instrumental, institutionnel.

Une première étape a permis de rompre une situation de monopole avec l'ONE, possédant jusqu'alors les centrales de production, les réseaux de transport et de distribution de l'électricité dans le pays. Aujourd'hui, le secteur électrique autorise un régime concessionnel pour une partie des centrales et de la distribution, avec, pour les producteurs, l'assurance d'un tarif d'achat de l'électricité négocié avec l'ONE, indexé sur le prix du charbon et garanti sur la durée de la concession. De plus, les industries sont en droit de produire leur propre électricité. Quant aux tarifs, s'ils diffèrent en fonction des différentes catégories de consommateurs et des périodes de la journée, le Maroc veille à amortir les chocs externes pour ne pas nuire au développement du pays. La hausse des prix de l'énergie fossile est alors supportée en bonne part par des subventions directes au secteur.

Sur le plan législatif, une nouvelle loi en charge de la promotion de la production d'énergie à partir des énergies renouvelables (décret en février 2010) autorise la production d'électricité à partir de ces sources pour le compte d'un consommateur ou d'un groupement de

consommateurs raccordés au réseau électrique national. Enfin, la MASEN⁸, nouvellement créée et détenue par un groupe d'actionnaires (dont l'État, l'ONE, ...), a pour mission de mettre en œuvre le PSM, aux côtés des acteurs institutionnels tels que le ministère de l'énergie et des mines et l'ADEREE⁹. Mais la réalisation d'un tel plan appelle d'autres types d'acteurs qui se positionnent déjà : des industriels, également des financiers (fonds Hassan II, FDE¹⁰, FCCM¹¹,...) dont le rôle est de soutenir de différentes manières les projets qui seront arrêtés.

Après avoir fixé le cadre de cette stratégie, un des points majeurs s'avère désormais de s'orienter vers les bons mécanismes associés au financement des investissements, qui seront conséquents. En effet, la technologie solaire étant encore émergente avec des coûts de production (en particulier d'investissement) élevés, ne permettant pas actuellement d'atteindre la parité réseau avec les énergies fossiles, elle n'est donc pas attractive pour les investisseurs, nationaux comme internationaux. Elle nécessite donc la mise en place d'instruments incitatifs et appropriés au contexte.

Parmi les différentes approches possibles, le système concessionnel présente l'avantage d'inciter à la diminution des coûts par le biais de la mise en concurrence d'un projet. Cependant, les tarifs d'électricité que l'ONE garantirait par contrat seraient de toute façon plus élevés que ceux de contrats pour des centrales au charbon par exemple. Se pose alors la question du financement de cette différence. Diverses options sont possibles, comme une prise en charge :

- o par l'État, impliquant alors de réduire une partie de son budget ou de l'affecter autrement (par exemple, transfert d'une partie du soutien aux produits pétroliers),
- o par l'ONE, dont la répercussion inévitable sur le consommateur, via une augmentation même minime du prix de l'électricité, n'est pas souhaitable, en termes de pouvoir d'achat.

En troisième option, le pays pourrait vendre à l'Europe une partie de son électricité produite, en tant qu'électricité d'origine renouvelable¹², à un prix plus élevé que celui de l'électricité marocaine. Mais cette solution paraît difficilement compatible à l'horizon 2020 avec les volumes de production, estimés sur la base des besoins locaux.

Sur le plan technique, le tissu industriel local, qui s'est développé ces dernières années, ne se rapporte qu'à l'énergie photovoltaïque. De plus, les entreprises

⁷ Ministère de l'Énergie et des Mines et l'organisme allemand DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)

⁸ Moroccan Agency for Solar Energy

⁹ Agence de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique

¹⁰ Fond pour le Développement Énergétique

¹¹ Fond Capital Carbone Maroc

¹² Article 9 de la directive européenne dans le cadre de l'objectif 20% d'énergies renouvelables à l'horizon 2020.

concernées sont spécialisées dans l'installation ou dans les systèmes électriques, mais aucune d'entre elles ne fabrique de cellules ou de panneaux photovoltaïques. Conscientes du risque d'être supplantées sur le plan international en n'étant pas associées à de plus grands projets ou au développement du solaire à concentration, les PME marocaines ont toutefois une opportunité à saisir dans l'avenir. En effet, une clause déterminante devrait imposer aux industriels internationaux de réserver un taux d'implication compris entre 30 et 40% aux acteurs nationaux, suffisant pour générer de la valeur locale dans l'ensemble de la filière.

Paradoxalement, alors qu'il est à la recherche de son indépendance énergétique, le Maroc devra donc bénéficier d'un soutien extérieur pour réaliser les projets en énergie solaire qu'il ambitionne. Sur le plan des financements, les montants en jeu ne pourront pas non plus être entièrement supportés par le pays. Le succès de la politique annoncée reste donc un challenge très fort pour le pays.

Concentration sur le pourtour méditerranéen

A ce jour, ces projets trouvent beaucoup d'échos sur la scène internationale, comme dans le cadre des deux grandes initiatives méditerranéennes qui ont émergé, le Plan Solaire Méditerranéen et Désertec. Sur le plan mondial aussi, plusieurs pays soutiennent financièrement ce type de projet d'énergie renouvelable, d'autres s'engagent sur ces voies là.

Les deux initiatives du pourtour méditerranéen, dont les enjeux et objectifs sont précisés dans les encadrés (voir ci-après), sont comparables dans leur mission à terme. Elles pourraient notamment permettre de créer la dynamique nécessaire au développement des énergies renouvelables dans les 16 pays du MENA¹³, et donc en particulier au Maroc. Car la capacité de ces initiatives sera bien d'offrir les conditions techniques, financières, législatives indispensables pour inciter ces pays à décliner leur propre plan national et pour les aider à le réaliser ensuite. Le Maroc qui s'est montré avant-gardiste a déjà planifié son PSM. Pour aller plus loin, il lui faudra disposer de mécanismes et de sources de financement afin d'assurer les investissements conséquents de son plan.

Déjà, de nombreuses institutions financières sont en train de mettre en place des mécanismes adaptés, essentiellement sous la forme de prêts à des taux très compétitifs, octroyés par la banque mondiale, la BEI¹⁴, l'AFD¹⁵, la KfW (banque allemande), les banques privées. Quant aux outils financiers existants, ils sont nombreux, allant des fonds spécifiques comme le fonds carbone ou Inframed, aux mécanismes de développement propre (MDP) et aux certificats verts. Au final, le montage financier, qui accompagnera ces projets, sera

probablement le résultat d'une combinaison de différentes solutions, parfois innovantes, chacune associée à des risques spécifiques.

Aujourd'hui, ces initiatives sont encore en phase de réflexion, de montage de projets pilotes et d'établissement de business plans, le but étant d'aboutir à la construction d'un véritable partenariat entre l'Europe et les pays riverains de la Méditerranée. Il faudra prévoir également de surmonter certaines barrières, comme, par exemple, celles de leur acceptabilité politique ou environnementale (fourniture d'électricité à l'Europe, annexion des déserts), leur crédibilité au regard de l'évaluation des montants en jeu (400 milliards de \$ d'ici 2050 pour Desertec, entre 42 et 50 pour Transgreen et le PSM méditerranéen à l'horizon 2020), etc.

Il ne s'agit donc pour l'instant que de prémices pour des projets qui visent un horizon de long terme (surtout pour Désertec), les prochains mois et années verront se préciser les contours de ces initiatives.

Ouarzazate, catalyseur des deux PSM ?

Mais pourtant, d'un autre côté, le calendrier s'accélère localement. A peine, quelques mois après l'annonce du PSM marocain en 2009, l'appel à projet pour la première tranche de capacité solaire sur le site d'Ouarzazate vient d'être clos avec 200 manifestations d'intérêt, émises des quatre coins du monde. Aujourd'hui, l'annonce d'une liste de pré-qualifiés est imminente, la livraison de la capacité totale est engagée pour 2015. La situation contraste avec les premiers projets pilotes du PSM qui sont tout juste répertoriés.

Désormais, la preuve est faite que l'impulsion donnée par le Maroc rencontre un certain intérêt auprès d'investisseurs solvables pour ce type de projet. L'aboutissement du projet d'Ouarzazate pourrait bien ainsi agir, non seulement en germe, mais, il faut l'espérer, en catalyseur aussi des Plans Solaire Marocain et Méditerranéen.

Toutefois, le challenge reste de grande ampleur : seules les évolutions de ces prochaines années permettront de statuer sur la promesse d'un futur ensoleillé au Royaume du Maroc.

Nos remerciements à Marguerite Busson qui a contribué en partie à cette étude lors de son stage à l'I-tésé.

Référence : Rapport CEA/Itésé RT2010-11 - Les potentialités de développement de l'énergie solaire au Maroc - Marguerite Busson 20/09/2010

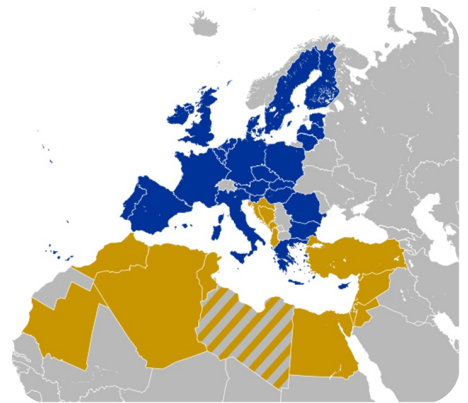
¹³ Moyen Orient et Afrique du Nord

¹⁴ Banque Européenne d'Investissement

¹⁵ Agence Française de Développement

L'Union Pour la Méditerranée

L'Union Pour la Méditerranée (UpM) a pour objectif de promouvoir une nouvelle politique de coopération et de développement dans toute la région méditerranéenne. Initiée le 13 Juillet 2008 par le président français Nicolas Sarkozy, l'UpM regroupe 43 États, dont les 27 de l'Union Européenne. Sa présidence est assurée par la France et l'Égypte sur la période 2008-2010. Une attention particulière est portée à l'énergie, la sécurité, la lutte contre le terrorisme, l'immigration et le commerce. Une de ses actions phare est d'abriter et soutenir un portefeuille de projets.



Le Plan Solaire Méditerranéen

Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) est une des principales émanations de l'Union pour la Méditerranée. Sa mission est d'apporter une réponse commune aux problématiques énergétiques et climatiques de la région EU-MENA, en créant un partenariat renforcé entre les 43 pays riverains de la Méditerranée et de l'Union européenne.

- o Son but est d'y développer les énergies renouvelables, renforcer l'efficacité énergétique, adapter, développer le réseau électrique et stimuler les transferts de technologie,

- o Concrètement, il prévoit l'installation de centrales solaires à concentration dans les déserts et d'autres énergies renouvelables sur tout le bassin méditerranéen,

- o Ses 2 objectifs principaux sont :

- développer 20GW de capacité de production en énergies renouvelables à l'horizon 2020 (consommation d'une partie de l'électricité produite par le marché local et exportation de 5GW vers l'Union Européenne, afin de garantir la rentabilité des projets),

- réduire l'intensité énergétique de 20% pour les pays méditerranéens non européens d'ici 2020 (année de référence : 2005.)

- o Ses domaines d'action recouvrent la mise en place de cadres législatif, réglementaire et institutionnel adaptés, l'adoption de mesures d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande d'énergie, la facilitation du développement des interconnexions électriques entre les pays et l'organisation de l'exportation d'électricité renouvelable du Sud et de l'Est de la Méditerranée vers l'Europe (dans le cadre de l'article 9 de la directive européenne sur les énergies renouvelables), la promotion de la coopération technologique.

- o De nombreux acteurs participent au PSM comme les états membres de l'Union pour la Méditerranée, des entreprises de tous les pays, des investisseurs, des fonds publics et privés, des organisations financières bilatérales et multilatérales, des agences spécialisées, des experts, des ONG et de la société civile.

Transgreen

Transgreen initiative, société de droit commercial constituée le 27 mai 2010, regroupe 19 entreprises, pour répondre à la composante réseau du PSM. Ses objectifs sont :

- d'étudier la faisabilité d'un réseau de transmission transeuropéen et transméditerranéen à grande distance des énergies renouvelables du Plan Solaire Méditerranéen,

- de préparer, pour les investisseurs, les constructeurs et les exploitants, un schéma directeur (Master Plan) de lignes de transports marchandes transeuropéennes et transméditerranéennes.

Inframed

Nouvel outil financier lancé le 26 mai 2010, Inframed est un fonds d'investissement carbone destiné à financer des projets de l'Union pour la Méditerranée.

Sa vocation est de jouer un rôle de levier important pour le financement et la mise en œuvre de projets concrets dans la zone méditerranéenne, tels que les infrastructures en matière de transport et d'énergie.

Concept Desertec

Le concept qui a donné lieu à la Fondation Desertec et à la l'initiative industrielle DII (Desertec Industrial Initiative) peut être décliné en quelques grandes idées :

- o La plus grande ressource d'énergie techniquement accessible sur la planète est disponible dans les régions désertiques autour de l'équateur,
- o Le concept DESERTEC a été conçu dans le but de mettre les déserts et la technologie au service d'une sécurité renforcée dans le domaine de l'énergie, de l'eau et du climat,
- o Dans ce but, l'Europe, le Moyen Orient et l'Afrique du Nord (EU-MENA) pourraient coopérer pour la production d'électricité et d'eau dessalée en utilisant l'énergie solaire thermique à concentration et des éoliennes dans les déserts du MENA.

Ces technologies peuvent répondre à l'augmentation de la demande d'électricité et de dessalement d'eau de mer dans la région du MENA, et produire de l'électricité propre exportable par des lignes de transmission en Courant Continu Haute Tension (CCHT ou HVDC) avec de faibles pertes vers l'Europe (10 à 15% à l'horizon 2050).

Fondation DESERTEC (DF)

La Fondation a été créée en 2008 pour propager le concept, d'abord dans la zone méditerranéenne mais aussi dans les autres zones où il pourrait être exploité (Etats-Unis, Australie...)

- o Son but est d'être une source de connaissances et d'expertise sur toutes les questions relatives au concept DESERTEC, y compris sur les aspects politiques, sociaux, industriels, juridiques et réglementaires.
- o La fondation peut servir d'intermédiaire et de conseiller pour les différentes parties impliquées dans les projets de DESERTEC. Le DF réunira et fournira des conseils pour les organisations commerciales et les gouvernements nationaux qui souhaitent établir des projets DESERTEC.
- o La fondation définira des normes de protection de l'environnement et de responsabilité sociale pour l'exécution des projets DESERTEC.

DESERTEC Industrial Initiative

La société de planification "DESERTEC Industrial Initiative" (DII) a été créée le 30 octobre 2009 par 12 entreprises fondatrices. Le consortium DII réunit pour le moment 16 entreprises, dont 9 allemandes, ainsi que 15 partenaires associés.

Les principaux objectifs sont :

- d'analyser et de mettre au point un cadre technique, économique, politique et réglementaire destiné à encourager des investissements réalisables dans les énergies renouvelables et les réseaux interconnectés,
- de créer des projets de première référence pour prouver la faisabilité du concept,
- de développer un plan d'exploitation à long terme jusqu'en 2050 offrant des points de repère en matière d'investissement et de financement,
- de réaliser des études détaillées sur des questions spécifiques, relatives à l'implantation par exemple, des développements techniques ou des conditions spécifiques afin d'apporter des réponses aux questions centrales qui se poseront en cours de chemin.

Extraction d'uranium de l'eau de mer

par Peva BLANCHARD et Sophie GABRIEL

Les quantités d'uranium contenu dans l'eau de mer représentent des milliers d'années d'approvisionnement au rythme actuel de consommation. Cependant, même s'il est possible techniquement d'extraire de l'uranium de l'eau de mer, les estimations de coûts sont telles qu'une application industrielle n'est guère envisageable, sauf rupture technologique majeure.

L'uranium est présent dans l'eau de mer à une très faible concentration (3,3 µg/l), mais compte tenu des volumes des océans cela représente près de 4,5 milliards de tonnes d'uranium. Une telle ressource, si elle était accessible, assurerait l'approvisionnement mondial en uranium pour des milliers d'années au rythme actuel de consommation (de l'ordre de 60 000 tU en 2008).

Processus d'extraction

La recherche sur l'extraction de l'uranium de l'eau de mer a débuté dans les années 50. Depuis, de nombreuses méthodes ont été développées et celle qui a retenu l'attention utilise le phénomène d'adsorption¹ : un adsorbant est immergé dans un courant d'eau de mer le temps nécessaire pour lui permettre de fixer une certaine quantité d'uranium ; il est alors retiré et traité pour récupérer cet uranium. La qualité d'un adsorbant est mesurée par sa capacité, *i.e.* la masse d'uranium collectée rapportée à la masse d'adsorbant utilisée. Cette capacité dépend de la géométrie du matériau, de la durée de l'immersion, de la température, etc.

Deux matériaux adsorbants ont été particulièrement étudiés : l'oxyde de titane hydraté (HTO) dont les premiers développements remontent aux années 60, et plus récemment, l'amidoxyme (~1980). L'oxyde de titane présente en moyenne une capacité entre 0,1 et 0,3 gU/kg-ad tandis que l'amidoxyme a une capacité entre 0,5 et 1,5 gU/kg-ad².

Traitement de grands volumes d'eau

La très faible concentration de l'uranium dans l'eau de mer impose de traiter de gigantesques volumes d'eau pour en récupérer des quantités significatives. Une production annuelle de l'ordre de 1 200 t, ordre de grandeur d'une mine classique, nécessiterait le traitement de l'ordre de 1 km³ d'eau par jour.

Les dépenses énergétiques nécessaires au pompage de l'eau deviennent rapidement supérieures à l'énergie

que peut produire l'uranium contenu. Seuls des procédés sans pompes actifs sont énergétiquement rentables. Les chercheurs se sont orientés vers l'utilisation des grands courants naturels présents dans les océans. Par exemple, le courant Kuroshio au nord du Japon charrie près de 5,2 millions de tonnes d'uranium par an. Néanmoins, le processus d'extraction impose de nombreuses conditions (température, salinité, intensité du courant, ...) et le choix des zones maritimes est en pratique assez restreint.

Certains ont imaginé la possibilité de traiter les effluents de centrales de dessalement, mais les débits observés sont de l'ordre de 420 000 m³ d'eau par jour, ce qui correspond à environ 620 kgU par an. Quand bien même tout l'uranium des effluents serait récupérable, il ne suffirait pas à assurer la consommation de la seule centrale de dessalement³. En réalité, l'extraction de l'uranium à partir des eaux rejetées par les centrales nucléaires peut éventuellement s'inscrire dans une logique de traitement des eaux usées plutôt que d'exploitation d'une nouvelle source d'uranium.

Estimations de coûts

De nombreux modèles d'usines d'extraction ont été développés, et jusqu'à ce jour, aucun n'a mené à une application industrielle ni même semi industrielle. Le Tableau 1 présente différentes estimations du coût de l'uranium extrait de l'eau de mer, ajustées pour tenir compte de l'inflation. (Des études sont toujours en cours au Japon, mais les estimations de coûts publiées sont encore celles de 2002.)

A titre de comparaison, le prix spot de l'uranium en septembre 2010 est de 120 \$/kgU environ.

¹Phénomène physique par lequel des molécules d'un liquide se fixent à la surface d'un matériau spécifique, l'adsorbant.

²Ces valeurs ne sont données que pour préciser les ordres de grandeurs. Les capacités exactes sont difficiles à estimer et il n'existe pas de procédure standard pour les mesurer.

³Un réacteur à eau pressurisée de 1 000 MWe consomme près de 150 tonnes d'uranium par an.

Source	Valeur corrigée (\$/kgU 2010)
Japon (1976)	1 600 – 3 327
Japon (1976)	1 763 – 2 500
États-Unis (1978)	12 481
Suède (1981)	681 – 1 167
Suède (1983)	341 – 1 138
États-Unis (1983)	632 – 797
Allemagne (1983)	1 138 – 1 707
Allemagne (1983)	973 – 1 913
Japon (2001)	338 - 632
Japon (2002)	282 – 361

Tableau 1 : Coûts de l'uranium extrait de l'eau de mer

Ces estimations montrent que l'uranium de l'eau de mer est, et reste, une ressource chère. De plus, la plupart des projections se fondent sur des hypothèses très optimistes, voire irréalistes. En particulier, la capacité de l'adsorbant est considérée à 6 gU/kg-ad pour les dernières estimations de coûts en 2002, alors qu'elle est plutôt inférieure à 1 gU/kg-ad dans les expériences en mer. Sachant que le coût de production est inversement proportionnel à la capacité de l'adsorbant, un coût de production de l'ordre de 300 \$/kgU, obtenu pour un adsorbant de capacité 6 gU/kg-ad, est plutôt de l'ordre de 1 800 \$/kgU dès que cette capacité est inférieure à 1 gU/kg-ad, ce qui est plus proche de la réalité expérimentale...

La Figure 1 présente l'évolution du coût lorsque la capacité varie sur la plage de valeurs présentées dans les articles (Source I-tésé).

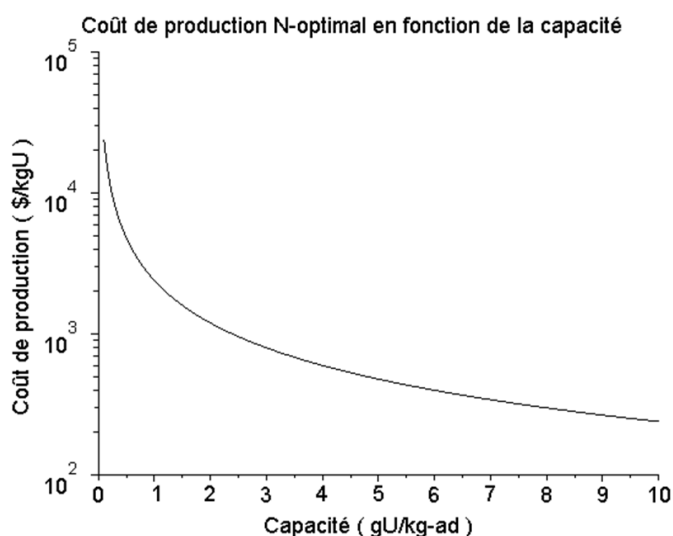


Figure 1 : Coût de l'uranium selon la capacité de l'adsorbant (Source I-tésé)

Conclusion

Après le pic du prix de l'uranium dans les années 70, de nombreux pays ont investi dans la prospective de nouvelles ressources d'uranium y compris l'eau de mer. La technologie d'extraction de l'uranium de l'eau de mer est prouvée à l'échelle du laboratoire. Cependant, la baisse progressive du cours de l'uranium minier et les estimations économiques peu convaincantes de l'extraction de l'uranium de l'eau de mer ont mené à l'arrêt de la plupart des programmes de recherche.

La hausse des prix entre 2003 et 2008 a été trop courte pour relancer l'intérêt. Seul le Japon continue les investigations dans ce domaine.

Aujourd'hui, même s'il est possible techniquement d'extraire de l'uranium de l'eau de mer, les estimations de coûts sont telles qu'une application industrielle n'est guère envisageable, sauf rupture technologique majeure.

Quelle place pour l'hydrogène dans le mix énergétique de demain ?

par Alain LE DUIGOU

Le déploiement des technologies de l'hydrogène ne pourra être que très progressif, mais pourrait contribuer à terme de manière significative aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'utilisation de l'hydrogène "vecteur énergétique" pour des applications mobiles et stationnaires en piles à combustible (PAC) peut représenter un marché potentiel considérable à moyen et long terme. A titre d'exemple, une transformation complète du parc automobile mondial en véhicules utilisant des PAC conduirait à tripler la production actuelle, à la multiplier par 8 à 10 dans les régions les plus industrialisées qui comptent jusqu'à 1 voiture particulière pour 2 habitants. Mais au-delà de la nécessaire réduction drastique des coûts de production des piles à combustible, qui fait aujourd'hui l'objet d'efforts de R&D très importants et prometteurs, c'est aussi l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène, production, transport et distribution, qu'il faut analyser pour évaluer le rythme de déploiement de ces technologies dans le paysage énergétique actuel, et en évaluer les conséquences en termes de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES).

Analyser l'ensemble de la chaîne, de la production à la consommation

Plusieurs projets Européens ([1], [2], [3]) ont récemment montré que l'avantage le plus visible des applications de l'hydrogène en PAC, celui d'une émission nulle de GES lors de l'utilisation finale, est à mettre en regard des émissions nécessaires à sa production, son transport, son conditionnement et sa distribution : de 100 à près de 200g de CO₂/km parcouru, suivant que l'hydrogène est produit de manière "classique" (reformage du méthane) ou par électrolyse à partir d'un mix électrique de type européen par exemple - mais de quelques g à environ 20 g de CO₂/km seulement en cas d'utilisation d'énergies renouvelables (éolien, solaire), ou d'énergie nucléaire. A titre de comparaison, l'émission de GES du puits au réservoir des carburants classiques est de l'ordre de 25g de CO₂/km, la combustion émettant quant à elle environ 130 à 150 g de CO₂/km pour un véhicule léger. Egalement, d'immenses infrastructures de transport et de distribution devraient alors être mises en place, qui n'existent à l'heure actuelle qu'à une échelle beaucoup trop modeste pour satisfaire l'ensemble des futurs besoins (l'approvisionnement

industriel est aujourd'hui pratiquement couvert par une production sur le site même).

Un déploiement progressif, efficace à long terme

Lors de la dernière décennie, de nombreuses évaluations prospectives de déploiements des technologies de l'hydrogène ont été réalisées tant par des institutions internationales (AIE, European Commission) que par le biais de projets européens (HyWays [2]) et nationaux (HyFrance [4], PROTEC-H2 [5]). Elles ont montré le caractère très progressif de ce processus, tant pour des raisons techniques (progrès sur les piles, déploiement industriel) que politiques et réglementaires (taxations, incitations). Un "décollage" du marché (autour de 2% de pénétration, soit un peu plus de 600 000 véhicules en France) interviendrait entre 2020 et 2030, et l'on pourrait atteindre 40% de pénétration dans le domaine des transports en 2050 (jusqu'à 70% dans le cas du projet HyWays). Ces valeurs importantes, qui dépendent certes d'hypothèses favorables (valeur carbone élevée, coût des véhicules à PAC avantageux, taxations incitatives, etc.), devraient permettre de contribuer efficacement aux politiques de réductions des émissions de GES. Les gains pourraient ainsi atteindre le facteur 2 dans le cas des scénarios les plus optimistes, sensiblement plus en cas d'utilisation quasi exclusive de procédés de production, pas ou très peu, émetteurs de GES : reformage associé à une capture et une séquestration systématique de CO₂, électrolyse faisant appel à de l'électricité issue d'énergies primaires renouvelables ou nucléaire.

[1] Eucar Concaew / Well-To-Weels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context / Well-To-Weels Report, version 2C, March 2007 - <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>

[2] HyWays, the European Hydrogen Roadmap, Contract SES6-502596

[3] Roads2HyCom Hydrogen & Fuel Cell Database (2007) (<http://www.roads2hy.com/>)

[4] Towards a French Hydrogen Energy Roadmap: the HyFrance Project / J.M. Agator et S. Avril, WHEC 16 / 13-16 June 2006 - Lyon France

[5] Synthèse du Projet PROTEC-H2 / ANR-05-PANH-007 / 27 Février 2009 - ENE

La dépense de R&D en quelques chiffres clé avec un éclairage particulier sur le secteur énergétique

par *Nathalie POPIOLEK**

L'investissement dans la connaissance n'est pas un budget prioritaire pour les Etats qui y consacrent chacun moins d'un point de PIB. Aux Etats-Unis et au Japon, mais aussi en Chine, le relais est assuré par un secteur privé dynamique, ce qui n'est malheureusement pas le cas en Europe, excepté peut-être pour l'Allemagne. Dans le domaine énergétique où de nombreux défis sont à relever, les budgets tant publics que privés consacrés à la R&D sont relativement faibles. En Europe, les entreprises françaises se distinguent cependant par un investissement dans la recherche non négligeable.

Cet article a comme objectif de donner, sans prétendre à l'exhaustivité, des éclairages sur les efforts de R&D qui sont consentis par les gouvernements et les entreprises privées. Une attention particulière est portée au secteur énergétique. Précisons que la dépense ne préjuge pas de la qualité et de l'efficacité de la recherche qui est menée, ni de ses retombés en termes de progression du savoir et de croissance, mais cela reste tout de même un bon indicateur pour apprécier la place occupée par une région ou une branche d'activité dans l'économie de la connaissance.

L'effort de R&D au niveau mondial

Les Etats-Unis, première puissance scientifique de la planète

Pour augmenter le stock des connaissances et favoriser l'innovation qui est un facteur de productivité, de compétitivité et de croissance économique, l'investissement dans la recherche est nécessaire. On estime que, dans les années 2006-2008, la dépense mondiale de R&D avoisine le seuil symbolique de 1000 G\$ annuels. Les grandes puissances économiques que sont les Etats-Unis, l'Union Européenne (27 états membres), le Japon et la Chine, assurent à elles seules 85% de l'effort mondial (cf. figure n°1).

En Chine, un taux de croissance pour la recherche inouï

Sur la période 2006-2008, le taux de croissance annuel de la R&D dans le monde se situe environ entre 8% et 9% en dollars courants. Entre 1994 et 2006, la dépense intérieure de R&D chinoise a crû de 19% par an, tandis que les autres zones citées ont augmenté leur effort de 5 à 6%. Sur la fin de la période, de 2003 à 2006, la différence des rythmes de croissance s'est accentuée entre l'UE (5,3%), les Etats-Unis (6,3%) et le Japon (7,3%) (Source : FutuRIS 2009). La publication des

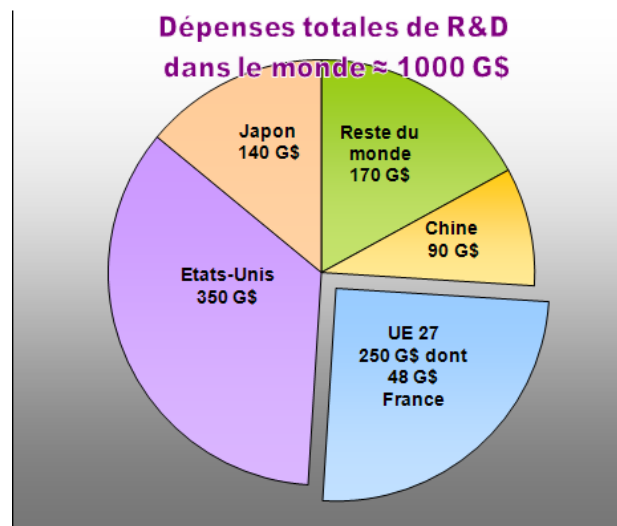


Figure n°1 : Dépenses annuelles de R&D dans le monde en G\$1 entre 2006 et 2008
(Sources : FutuRIS 2009 - Rapport 2008 de l'observatoire des sciences et des techniques pour la France²)

dernières statistiques devrait permettre de mesurer l'effet, sur ces rythmes de croissance, de la crise économique qui sévit dans le monde depuis 2008. Nous ne disposons pas encore de ces données à l'échelle mondiale. En revanche, une analyse a été reportée pour la France.

L'effet de la crise sur l'intensité de R&D française³

De 2008 à 2010, les efforts conjugués du secteur privé et de l'Etat ont conduit à une augmentation sensible de la R&D en France. Sous le poids du crédit d'impôt recherche (de l'ordre de 4 G€ en 2010), des mesures

¹Extrapolation des données OCDE moyennant des conversions en parité du pouvoir d'achat (PPA).

²En 2006, en France, les dépenses intérieures de R&D se sont élevées à 37,8 G€. Pour la conversion en dollars, nous avons utilisé le taux de change au 15 juin 2006, soit : 1 € = 1,2609 \$.

³Cf. « La Recherche et l'Innovation en France », sous la direction de J. Lesourne et D. Randet, FutuRIS 2010, Odile Jacob, octobre 2010.

* L'auteur remercie Bernard David (Direction de la stratégie et des programmes, CEA) pour ses conseils.

temporaires de relance (0,13 point de PIB) et compte-tenu de l'estimation en baisse du PIB, l'intensité de RD (effort de R&D sur le PIB) atteindrait en 2010, 2,41%. Elle demeure significativement au-dessus de la moyenne de l'UE (1,76%) et du Royaume-Uni (1,8%) ; elle reste en dessous du Japon (3,3%) mais n'est plus très loin des niveaux observés aux Etats-Unis (2,6%) ou en Allemagne (2,5%). En 2011, cependant, les conséquences négatives de la crise seront perceptibles et il est fort probable que la performance française ne se maintienne pas à un tel niveau.

R&D publique versus R&D privée

Force est de constater que l'investissement dans la connaissance n'est pas un budget prioritaire pour les Etats qui y consacrent moins d'un point de PIB. Aux Etats-Unis et au Japon, mais aussi en Chine, le relais est assuré par un secteur privé dynamique : les entreprises américaines et chinoises assurent chacune 70% de la recherche de leur pays et les firmes japonaises plus de 75%.

Malheureusement dans les pays européens, excepté peut-être en Allemagne, l'investissement en R&D des firmes privées n'est pas à la hauteur des espérances, bien qu'il semble que ces dernières années, les leaders européens de la recherche prennent le dessus sur leurs homologues américains et japonais, en termes de croissance de leur R&D. En effet, en 2008 pour la seconde année consécutive, le taux de croissance de la R&D privée en Europe est plus haut que celui des Etats-Unis. Sur la période 2004-2008, il dépasse aussi celui des firmes nippones. En Chine, ce taux est estimé à 40% (cf. figure n°2).

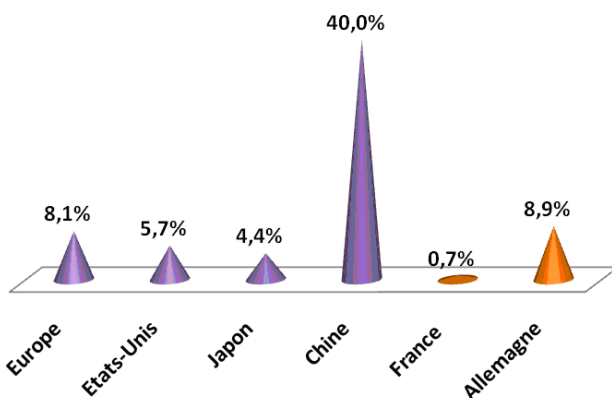


Figure n°2 : Taux de croissance de la R&D privée entre 2007 et 2008 (source : EU Scoreboard 2009).

Notons qu'en France, ce taux de croissance est très faible comparativement à celui de l'Allemagne. Ici encore, il serait intéressant de disposer de données plus récentes pour se rendre compte de l'effet de la crise sur les taux de croissance de la R&D privée.

La R&D dans le secteur énergétique Dépenses publiques⁴

Dans le domaine énergétique où de nombreux défis sont à relever (au premier rang desquels figure bien sûr la lutte contre le changement climatique), les budgets publics consacrés à la R&D sont relativement faibles : 13,7 G\$⁵ dans l'ensemble des pays de l'Agence Internationale de l'Energie⁶ (AIE) en 2008 dont 64 % pour les technologies décarbonées, i.e. nucléaire (36%) et les énergies vertes qui comprennent l'efficacité énergétique, le captage et la séquestration du carbone (CSC) et les énergies renouvelables (cf. figure n°3).

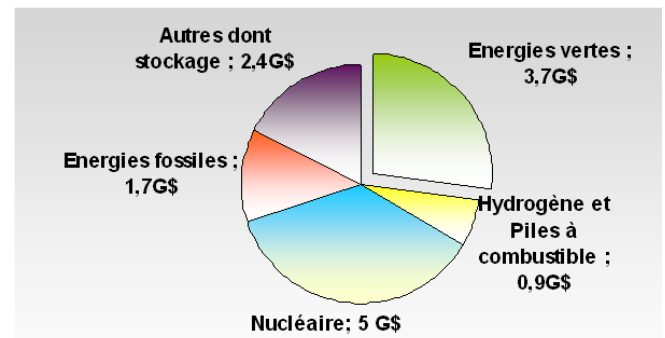


Figure n°3 : Dépenses publiques de R&D énergétique pour l'ensemble des membres de l'AIE en 2008, en G\$_{2009 PPA} (Source : AIE)

Comme le montre la figure n°4 ci-dessous, le montant figurant dans les statistiques 2008 de l'AIE pour la recherche publique française dans le domaine de l'énergie dépasse 1 G\$₂₀₀₉ (soit 931 M€₂₀₀₉⁷) dont une bonne moitié est dédiée à la recherche nucléaire civile : 526 M\$. Avec au total 563 M\$, le gouvernement

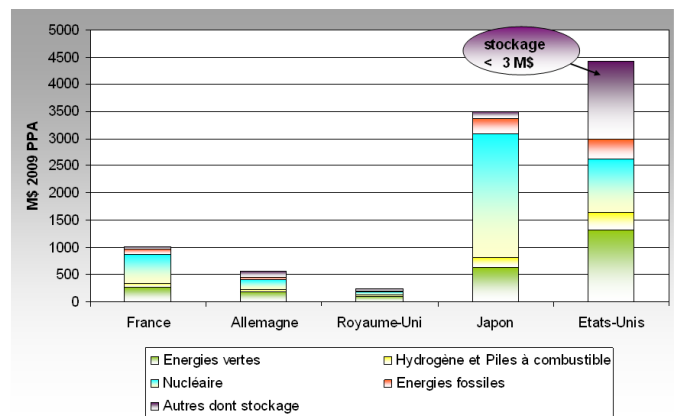


Figure n°4 : Dépenses publiques de R&D énergétique par pays en 2008, G\$_{2009 PPA} (source : AIE)

⁴On entend par dépenses publiques, celles qui correspondent à la R&D exécutée dans des organismes publics. Du fait du financement croisé entre le public et le privé, il n'y a pas correspondance stricte entre la R&D publique et celle qui est financée par le secteur public.

⁵\$ monnaie 2009 PPA

⁶La Chine n'est pas membre.

⁷Millions d'euros 2009 - exchange rates.

	Energie ⁹	Intensité moyenne	Automobile	Intensité moyenne	Pharmacie	Intensité moyenne	Télécommunications	Intensité moyenne
France	3 550	0,9%	6 034	5%	4 924	16,5%	4 147	5,8%
Allemagne	1 708	0,7%	21 829	5,8%	3 501	16,4%	690	1,1%
Royaume-Uni	1 615	0,2%	133	2,3%	8 005	15,7%	1 639	2,5%
Danemark	421	2,4%	0	0%	1 350	17,1%	108	1,8%
Italie	345	0,2%	2 261	3,3%	167	11,6%	798	2,6%

Tableau n°1 : En 2008, somme des budgets R&D des leaders européens (M€) (Traitement de données EU Scoreboard 2009)

allemand consacre à la R&D énergétique un budget quasiment deux fois plus faible que celui de la France. Le Royaume-Uni dépense, quant à lui, à peine 243 M\$. Ces budgets sont faibles par rapport à celui du Japon (3,5 G\$) et à celui des Etats-Unis (4,4 G\$) mais la comparaison ne peut avoir de sens que relativement au PIB de chaque pays (cf. figure n°5).

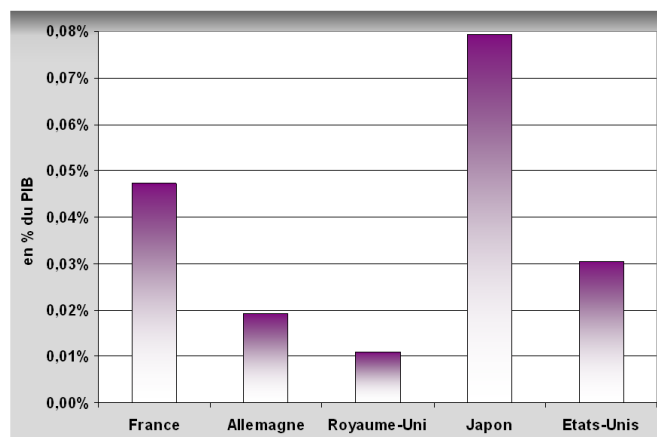


Figure n°5 : Dépenses publiques de R&D énergétique sur le PIB en 2008 par pays (Source : AIE)

L'intensité dépense de R&D énergétique sur PIB est en effet très faible (inférieur à 0,08%). Il faut cependant avoir en tête que la valeur ajoutée brute pour la branche énergie, sur la valeur ajoutée nationale n'est pas très élevée. Selon l'Insee, en France en 2008, ce ratio vaut 2,1%.

Dépenses privées

Les entreprises du secteur énergétique ont une faible intensité en R&D

Les budgets privés de R&D dans le secteur énergétique sont bien inférieurs à ceux des secteurs automobile, pharmaceutique ou des télécommunications pour lesquels le produit innovant dernier cri fait l'objet de convoitise de la part du consommateur, ce qui est moins le cas par exemple pour le service « électricité verte »⁸ qui répond à des préoccupations collectives et non individuelles. Il est vrai aussi que la durée de vie des investissements énergétiques est élevée, ce qui n'est pas une incitation

à l'innovation. Il en est de même d'ailleurs pour la durée des programmes de recherche. D'un autre côté, les équipementiers ont besoin de faire de la R&D pour être compétitifs sur la scène internationale (innovations pour améliorer la durée de vie des centrales et des réseaux, la sécurité, la fiabilité et les coûts...).

Quoiqu'il en soit, la faible intensité technologique (ratio R&D sur chiffres d'affaires) des firmes du secteur énergétique est observée sur tous les continents. Par exemple, aux Etats-Unis, l'effort de R&D de Microsoft (budget R&D = 6,5 G€ et intensité technologique = 15,4%) est sans commune mesure avec celui du géant pétrolier Exxon Mobil (budget R&D = 609 M€ et intensité technologique = 0,2%). Parmi les entreprises les plus innovantes non européennes, l'intensité technologique moyenne s'élève à 15,5% pour l'industrie pharmaceutique et à 12,6% pour les équipementiers de télécommunication, tandis qu'elle vaut à peine 0,8% dans le secteur électrique et 0,3% pour la production de pétrole et de gaz.

Concernant l'Europe, le tableau assez parlant ci-dessus, compare par branche d'activité, le budget de R&D et l'intensité technologique moyenne des entreprises leaders en matière de recherche.

En France, bien que la valeur ajoutée brute de la branche automobile ne représente que 0,7% de la valeur ajoutée totale, son budget de R&D est près du double de celui de la branche énergie (dont la part de la valeur ajoutée est de 2%)! Cependant, il convient de noter que l'industrie automobile consacre une part très importante de son budget de recherche pour l'amélioration du rendement et la diminution des rejets en CO₂. Ces dépenses en faveur de l'environnement devraient, en toute rigueur, venir grossir la R&D énergétique que nous considérons.

⁸i.e. électricité produite à partir de sources renouvelables ou avec CSC.

⁹Nous considérons comme relevant du secteur énergétique, les entreprises que l'EU Scoreboard classe (conformément à l'*Industry Classification Benchmark*) dans les domaines suivants : Production de gaz et de pétrole ; Equipement pétrolier, service et distribution ; Energies alternatives ; Electricité ; Gaz, eau et multiservices ; Composants électriques et équipement. Pour Siemens, qui est classé dans ce dernier domaine, on ne reporte que la branche énergie de sa R&D (estimation). On tient compte aussi en France d'Alstom, qui est classée dans la rubrique : machines industrielles. Cela fait 79 entreprises plus Alstom, soit 80.

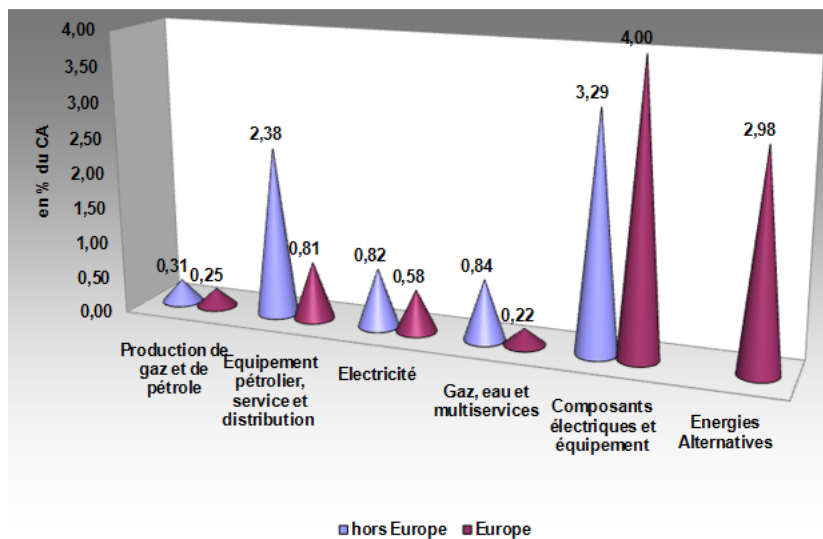


Figure n°6 : Intensité technologique des entreprises énergétiques en Europe et hors Europe en 2008 (Source : EU Scoreboard 2009)

La figure n°6 donne l'intensité technologique moyenne pour les entreprises énergétiques leaders en R&D, situées en Europe et hors Europe¹⁰. En 2008, il n'y a pas, en dehors de l'Europe, d'entreprise spécialisée dans les énergies alternatives qui fasse suffisamment de R&D pour figurer dans le classement considéré.

En comparaison, l'intensité technologique pour le secteur des biotechnologies s'élève à de 24,1% en Europe et à 27% hors Europe.

Les firmes françaises bien placées dans le paysage européen

Outre la comparaison sectorielle, le tableau n°1 amène aussi à discuter du positionnement de chaque pays par rapport à l'implication de ses entreprises dans la R&D énergétique. On remarque que le secteur privé français y consacre un budget important : 3,6 G€¹¹ en 2008, le total pour l'Europe étant environ 8 G€. L'Allemagne sort son épingle du jeu grâce à la branche énergie de Siemens. Au Royaume-Uni, c'est le secteur de la production de pétrole et de gaz avec Royal Dutch Shell et BP qui tire la R&D énergétique britannique vers le haut. La performance du Danemark est liée au budget de R&D de l'entreprise Vestas Wind Systems (223 M€) qui, comme toutes les firmes européennes spécialisées dans les énergies alternatives, connaît un taux de croissance de R&D très élevé (87,4 % entre 2007 et 2008!). Les optimistes y verront peut-être un germe de changement révélateur d'un futur où la croissance sera portée par la « *green innovation* »...

La figure n°7 classe les firmes européennes du domaine énergétique en fonction du budget qu'elles consacrent à la R&D (classement sur 1000) et la figure n°8 les positionne (sans les groupes pétroliers) à la fois

en fonction de leur budget recherche et de leur chiffre d'affaires.

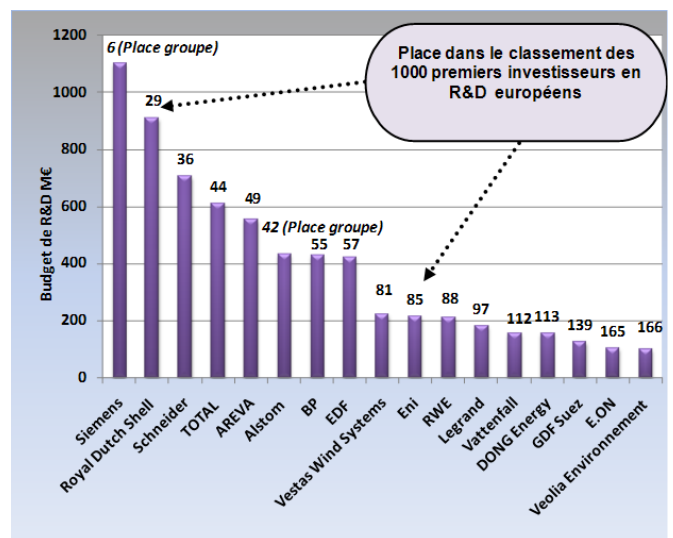


Figure n°7 : Budget R&D 2008 en M€ des entreprises privées énergétiques européennes leaders en matière de recherche (Source : EU Scoreboard 2009)

Remarque : Pour Siemens et Alstom, qui sont des firmes multi-activités, la R&D reportée est une estimation sur la base de leur chiffre d'affaires dans la branche énergie. En revanche, la place dans le classement des 1000 leaders européens se rapporte à toute la R&D du groupe.

¹⁰Les pays représentés sont principalement les Etats-Unis et le Japon. Cette zone comprend aussi d'autres pays comme la Suisse, la Corée du Sud, Taïwan, le Canada, les Bermudes, le Brésil, l'Inde...

¹¹Attention, cette estimation est faite sur la base de 13 entreprises françaises de l'EU Scoreboard, que nous avons répertoriées dans le secteur énergétique et qui font aussi de la R&D non énergétique. D'un autre côté, il y a dans le tissu industriel français d'autres petites entreprises qui font de la recherche énergétique et qui ne sont pas comptées ici.

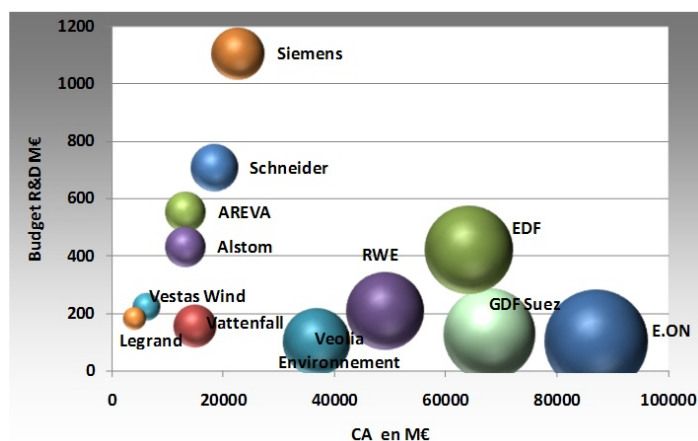


Figure n°8 : Cartographie des principales entreprises énergétiques européennes leaders en matière de recherche (hors entreprises pétrolières)

(Source : EU Scoreboard 2009 et estimations pour Siemens et Alstom sur la base de leur rapport annuel)

Les groupes privés français, et notamment les équipementiers, sont relativement bien placés : Schneider avec un budget recherche de 708 M€ et une intensité technologique de 3,9% et Areva avec un budget R&D de 554 M€ (intensité : 4,2%).

A noter qu'au Japon, le secteur privé est très dynamique avec plus de 5 G€ investi par les leaders dans la R&D énergétique.

Quelle conclusion peut-on tirer de ce panorama de chiffres pour la recherche française ?

Au regard des budgets plutôt faibles consacrés à la R&D publique et privée en France notamment, on est à même de se demander pourquoi l'Etat ne subventionne pas davantage la recherche. N'est-ce pas par ce type d'investissement que nous préparons la croissance et la compétitivité de demain ? Un investissement supplémentaire ne serait-il pas socialement efficace ? Il faut tout de même saluer l'effort du gouvernement français qui a renforcé depuis 2005 sa politique publique en faveur de la recherche et de l'innovation, avec en particulier la refonte du crédit d'impôt recherche. Les mesures prises portent aujourd'hui leurs fruits qui se traduisent par une intensité de recherche élevée par rapport à la moyenne européenne.

Dans le secteur de l'énergie, même si, dans l'ensemble, les firmes françaises investissent à un bon niveau dans la R&D, les enjeux sont suffisamment cruciaux (y compris dans le domaine du nucléaire où ils riment avec sécurité, compétitivité, lutte contre la prolifération et durabilité) pour justifier des budgets de recherche plus élevés favorisant l'innovation en faveur d'une économie moins carbonnée. C'est ce qui ressort des analyses macro-économiques mondiales,

menées par un grand nombre d'économistes¹², qui obtiennent sur ce point des résultats consensuels : pour stabiliser le niveau de CO₂ dans l'atmosphère et ne pas pénaliser la croissance mondiale, il faut que la puissance publique permette, à la fois une meilleure compétitivité sur le marché des énergies décarbonnées et, subventionne la R&D en leur faveur. La subvention publique permet de corriger la distorsion « *knowledge spillovers* » (diffusion des connaissances au-delà de celui qui en est à l'origine) freinant l'investissement privé dans la recherche.

Cependant, comme le souligne B. David¹², une analyse faite au niveau mondial est difficilement transposable à l'échelle de la France, qui aurait par sa taille, bien des raisons de se comporter vis-à-vis de la connaissance, comme une entreprise privée. En effet, l'appropriation par d'autres pays, des découvertes issues de la recherche française est une « distorsion » à considérer pour définir la stratégie en matière de R&D et les budgets associés.

Cela devrait conduire à envisager de moins en moins l'orientation et le financement de la recherche dans une configuration limitée à l'hexagone (sauf peut-être, selon B. David, pour les investissements très ancrés sur le territoire comme le sont les équipements de recherche). Seule l'Europe est de taille à rivaliser avec les autres puissances scientifiques de la planète. Et pourtant, la stratégie de Lisbonne et la construction de l'espace européen de la recherche qui la sous-tendait, n'ont pas été à la hauteur de ce que l'on pouvait espérer. La part des financements publics de la recherche faisant l'objet de coordinations européennes demeure très faible : environ 15% de la dépense publique de recherche des états européens, ce pourcentage étant stable depuis plusieurs années¹⁴. Pour préparer 2020, il faut renforcer les alliances européennes en matière de recherche et l'on peut se féliciter du lancement en 2008 de l'Alliance européenne de recherche dans le domaine de l'énergie (EERA) qui trouve en France un marchepied depuis la création en 2009 de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE).

¹²Cf. en particulier les travaux :

- en France autour d'André Grimaud de Toulouse School of Economics,
- en Italie autour de Carlo Carraro (Fondazione Eni Enrico Mattei) (modèle WITCH),
- au Massachusetts Institute of Technology, autour de Philippe Aghion (modèle AABH).

¹³Cf. Bernard David, « Investir dans le savoir », Les Cahiers de Friedland, numéro du 1er semestre 2010.

¹⁴Cf. « L'espace européen de la recherche et de l'innovation à l'horizon 2020 », FutuRIS, septembre 2010.

Effet de taille et effet des réseaux sur les coûts du nucléaire

par Jean-Guy DEVEZEAUX de LAVERGNE
et Frédéric LEGÉE

La question de la "taille optimale" des réacteurs nucléaires est souvent posée. Le marché actuel est très largement constitué de réacteurs de grande taille, avec des avantages bien connus, effet d'échelle notamment. Cet article tente d'éclairer la question en prenant en compte les effets de localisation de la demande et donc d'insertion dans un réseau. On y montre que la taille reste, en règle générale, un atout - si l'on excepte les aspects financiers non abordés ici.

Dans cet article, nous précisons quelques éléments relatifs à la comparaison des avantages respectifs des petits et des gros réacteurs nucléaires, en les mettant en perspective avec le réseau électrique (voir l'édito de ce numéro de la lettre).

Elle porte sur les comparaisons économiques et ne suppose pas de rupture technologique, qu'on ne peut *a priori* exclure, tant dans le domaine des petits réacteurs que des réseaux dont les performances augmentent graduellement. Notons que ces ruptures joueraient l'une en faveur des petits réacteurs et l'autre des gros.

On traite ici de la fourniture d'une puissance donnée, et des conditions dans lesquelles il apparaîtrait souhaitable de construire des petits réacteurs pour y satisfaire. Ceci en intégrant les besoins en réseau liés à ces réacteurs, par rapport à la construction de plus grosses unités. L'analyse est menée, compte tenu de besoins supérieurs en réseau liés à un gros réacteur (plus éloigné de la consommation répartie) approximés par une ligne très haute tension d'interconnexion entre ce réacteur et les centres de consommation éloignés (au sens du réseau).

Le sujet a été traité en partant de l'hypothèse de systèmes de transport et distribution satisfaisants, car un optimum ne peut être trouvé si le réseau s'éloigne trop d'une situation acceptable (il faut alors le renforcer).

Le coût au kWh est sensible à la taille

Les dépenses en capital d'un réacteur nucléaire de type REP représentent environ 60% du coût total actualisé du kWh, les 40% restant étant répartis à parts à peu près égales entre les coûts du combustible et les coûts d'exploitation et de maintenance. La part de l'uranium proprement dit représente un tiers du coût

du combustible, soit 5 à 7% du coût total du kWh d'origine nucléaire contre un coût du combustible représentant près de 75% pour une centrale à gaz par exemple, et de l'ordre de 40% pour une centrale à charbon, hors coût CO₂.

Le capital lui-même est largement lié au réacteur (il y a aussi des coûts de bâtiments et équipements classiques et de site). Les coûts d'un réacteur et des parties classiques dépendent de sa taille, *via* ce qu'on appelle l'effet d'échelle (sachant que se combinent souvent des effets de série et de site). Une formule qui donne, en ordre de grandeur et pour une technologie donnée, l'effet de la taille sur le coût du kWh (partie investissement) est la suivante:

$$C/C_0 = (P/P_0)^x$$

Où x est compris généralement entre 0,4 et 0,7. C est le coût total du réacteur et P est la taille. Il faut toutefois noter que ce type de formule peut être erroné si l'on sort de plages où les extrapolations sont possibles : qu'on se rappelle par exemple les limites en taille des réacteurs UnGG, à puissance volumique très faible.

Ainsi, selon les cas, on doit retenir qu'un réacteur de 300 MW peut être de l'ordre de 50% plus cher qu'un EPR, rapporté à la puissance installée, pour un concept comparable.

L'insertion d'un réacteur dans un réseau est contrainte

La première contrainte est de disposer d'un site acceptable techniquement et vis-à-vis de l'acceptation du public. L'augmentation de la taille du réacteur diminue cette contrainte en ce sens qu'elle permet de construire moins d'unités et permet de disposer un peu mieux des sites possibles.

La seconde contrainte forte, lors de la construction d'une unité électrique de taille donnée dans un parc donné, est le *ratio* entre la puissance de l'unité à construire et la puissance du parc interconnecté (puissance totale, ou puissance en base, selon les modalités d'exploitation) : il faut en effet des réserves tournantes suffisantes pour stabiliser le réseau en cas d'arrêt inopiné de la nouvelle capacité. Il faut aussi disposer d'unités capables de garantir la puissance nécessaire, en période d'arrêt programmé.

Un chiffre communément admis est que la taille de la nouvelle unité ne doit pas excéder de l'ordre de 10% de la puissance installée pour satisfaire la base de la demande.

Développer les réseaux est, en règle générale, une question annexe : c'est la puissance installée qui prime

Ainsi, pour un pays qui souhaite s'équiper en nucléaire et qui prévoit un accroissement de la demande de 1500 MW dans les 10 ans à venir, la question de l'achat d'un gros réacteur (de type EPR par exemple) peut se poser. Il est envisageable d'opter pour un tel choix si la puissance attendue à cet horizon est de l'ordre de 15GW au total. Si l'on considère les taux de croissance de la demande électrique de l'énorme majorité des pays, il apparaît que tous ceux dont la puissance installée en base est inférieure actuellement à de l'ordre de 5 GW n'atteindront pas une puissance suffisante pour installer un EPR dans les 10 ans prochains (période de doublement pour une demande dynamique). On peut supposer, pour ce type de pays, une puissance de pointe de l'ordre de 30 à 50% supérieure à la puissance de base. Alors, le critère pertinent pour examiner d'un coup d'œil quels sont les candidats au nucléaire est donc plus la puissance du parc que son taux de croissance, avec une zone d'intérêt au-delà de 7 à 8 GW. Mais il s'agit d'ordres de grandeurs et d'autres facteurs peuvent jouer.

Si ces critères ne sont pas remplis, il faut opter pour des réacteurs plus petits, qui sont plus chers, sauf rupture technologique attendue depuis des dizaines d'années sans percée majeure à ce jour. Développer "coûte que coûte" des grandes capacités engendrerait soit des forts risques d'instabilité de réseaux et de coupures, soit des surcoûts importants liés à la construction de capacités de réserve (typiquement des turbines à gaz).

Pour améliorer les choses, il est possible de travailler à mieux interconnecter les pays entre eux (exemple de l'Afrique du Nord ou du Golfe Arabo-persique). Il est difficile de poser des ordres de grandeurs de l'intérêt

de ces interconnexions et de leurs effets sur l'émergence plus rapides de réacteurs nucléaires de puissance importante, sans travailler sur des cas réels. Les cas où des interconnexions entre zones peu ou prou indépendantes pourraient augmenter la puissance totale et –de ce fait– permettre une construction plus facile de réacteurs nucléaires de grande taille doivent surtout être recherchés dans les connexions entre pays auxquels des tensions géopolitiques n'ont pas encore permis d'optimiser les réseaux.

A titre d'exemple de la complexité des stratégies, le Koweït a aujourd'hui une puissance de pointe de 10 GW, avec une croissance forte de la demande. On pourrait donc envisager d'y construire un réacteur de 1000 MW au début des années 2020. Toutefois, le Ministère de l'Electricité et de l'Eau souhaite par principe que la puissance du réacteur soit couverte par la puissance totale des interconnexions avec les pays voisins. Avec les prévisions actuelles, ceci rend difficile d'envisager de construire un EPR à cette échéance.

Ordre de grandeur de coûts de lignes

En règle générale, plus la production est répartie sur le territoire, meilleure est la gestion du réseau. Ainsi, c'est un avantage de diviser la puissance et de "remplacer" un projet de gros réacteur par deux petits. Cette stratégie implique de renforcer significativement moins le réseau.

En outre, il est vrai qu'un avantage de disposer des deux réacteurs au lieu d'un est de disposer d'une puissance garantie de meilleure qualité en enchaînant les périodes d'arrêt pour rechargement et en diversifiant les risques d'indisponibilité fortuite. Mais, pour un grand réseau, cette valeur est faible. En fait, elle est d'autant plus grande que le réseau est petit, ce qui disqualifierait de fait la construction d'un gros réacteur (par manque de taille du réseau).

La question abordée ci-après est celle de la construction d'un gros réacteur, dont une partie de la puissance (la moitié par exemple) serait acheminée à distance *via* un réseau THT, pour y être distribuée. C'est un cas qui ressemble un peu à celui des régions françaises PACA et Bretagne, qui bénéficient du nucléaire produit ailleurs. La comparaison porte sur cette option par rapport à la construction de deux petits réacteurs répartis.

Pour évaluer ces aspects en termes de coûts, partons de la ligne THT de Flamanville 3 qui traversera 64 communes dont 44 dans la Manche, 1 dans le Calvados, 5 en Ille-et-Vilaine et 14 en Mayenne sur

une longueur de 160 km. La ligne comptera 300 pylônes et deux postes électriques (à l'extrémité de la ligne). Le coût serait de 240 millions d'€.

Sur cette base, on peut établir que le coût d'une ligne de capacité moitié moindre, prise normalement à 500 km (distance choisie entre deux petits réacteurs pour mutualiser le réseau) serait un peu supérieur: de l'ordre de 300 à 400 millions environ, compte tenu d'ordre de grandeur des coûts des postes aux "extrémités". Ces distances correspondent à un pays dont l'étendue géographique peut justifier l'étude proposée (un petit pays choisira le réacteur de la taille la plus grande).

Si un réacteur de 1000 MW coûtait 2,5 milliards d'euros, avec un exposant de 0,6 dans la formule précédente, 2 réacteurs de 500 MW coûteraient 3,3 milliards. Et donc le coût de la ligne qui pourrait être tirée dans le cas du gros réacteur pour alimenter le réseau distant ne permet pas de compenser l'écart de coût. Même si les coûts peuvent ne pas paraître excessivement différents (ici une différence de 10%), il faut se rappeler qu'il s'agit d'un majorant et que disposer d'un réseau important offre des avantages certains en termes de qualité d'approvisionnement.

On retrouve donc le résultat selon lequel des petits réacteurs dans des petits réseaux ne sont pas une bonne solution s'il est possible d'élargir la taille du réseau, *via* une meilleure interconnexion. Il faut donc régulièrement se doter d'un réseau tant que possible bien dimensionné et ensuite y placer en priorité des réacteurs de taille importante (de l'ordre de 1000 MW ou plus), si on le peut. C'est en règle générale le choix le moins cher.

Les contre exemples existent (îles par exemple), mais

sont l'exception. On pourra aussi revisiter cette question d'ici quelques années à l'aune de l'évolution rapide de la technologie des réseaux, de leurs fonctionnalités (réseaux HVDC par exemple) et de leurs coûts. Des réseaux plus performants iront dans le sens des gros réacteurs.

Pour conclure

Au total, construire des petits réacteurs alors que des plus gros sont envisageables, si le réseau est bien dimensionné, apparaît comme une moins bonne solution économique. Sans même parler des contraintes de sites.

Si le réseau est mal interconnecté, il est fort probable que l'optimum économique commence par la mise en place d'interconnexions supplémentaires. Une décision amenant à construire plusieurs petits réacteurs sur des sites éloignés pour tenir compte du défaut de maillage du réseau manquerait de robustesse dans le temps.

Ainsi, de gros réacteurs construits dans un réseau donné impliquent des renforcements de ce réseau plus importants par rapport à la construction de réacteurs plus petits. Mais les surcoûts induits sont plus que contrebalancés par les gains économiques liés à la taille, avec les ordres de grandeur considérés.

Enfin, si les coûts d'interconnexion sont très élevés (archipels par exemple), on est ramené à de l'optimisation par sous-ensembles disjoints: des faibles puissances peuvent alors être envisagées... mais la compétitivité du nucléaire risque alors de ne pas aller de soi.

Arguments en faveur des réacteurs de petite taille

Les promoteurs de ces réacteurs avancent plusieurs arguments :

- Ils peuvent répondre à une demande d'électricité modérée
- Ils peuvent être intégrés plus facilement dans un réseau électrique de taille modeste. Il est classiquement admis qu'un nouveau réacteur ne doit pas représenter plus de 10% de la puissance déjà installée sur un réseau.
- Ils pourraient être plus rentables que des gros réacteurs, car le retour sur investissement serait plus rapide et cette différence pourrait être décisive en périodes d'incertitudes des marchés. Dans des conditions extrêmes de volatilité du prix de l'électricité, un réacteur de 300 MWe pouvait présenter des avantages économiques par rapport à un réacteur nucléaire de puissance (référence [2]).
- Ils permettent à un Etat, pour un coût d'investissement plus faible qu'un réacteur de forte puissance, d'accéder à l'énergie nucléaire.
- Ils permettent une plus grande modularité. Dans un climat d'incertitude sur la demande ou sur les prix, celle-ci peut permettre de construire un module tout en se gardant la possibilité d'en rajouter d'autres, en privilégiant la flexibilité

Participation au WHEC 2010

La 18ème édition de la conférence internationale sur l'hydrogène (World Hydrogen Energy Conference – WHEC) s'est tenue à Essen, en Allemagne, du 16 au 20 mai derniers. Cette conférence a rassemblé un millier de participants venus d'horizons divers, essentiellement européens et asiatiques, ainsi qu'une centaine d'exposants.

Deux messages sont revenus de manière récurrente lors des sessions plénières :

- la réaffirmation de l'intérêt de l'hydrogène énergie avec la complémentarité piles à combustible – batteries autour du concept d'électro-mobilité. Ainsi les véhicules électriques et les véhicules piles à combustible ne doivent pas être perçus comme des concurrents mais comme deux propositions complémentaires pour alimenter l'offre de transport dans les prochaines années. RWE et Daimler étaient d'ailleurs des sponsors majeurs de la conférence ;
- le besoin de recherche fondamentale, lié à la nécessité de réduire encore fortement les coûts. Les incitations du marché ne suffiront pas (Toyota annonce un prix de véhicule de 50 000\$ à l'horizon 2015).

Dans les sessions parallèles, l'I-tésé était co-auteur de cinq communications.

Les résultats du bilan comparé des procédés de production d'hydrogène à haute température ont été présentés dans la session consacrée à l'évaluation des systèmes hydrogène. Le projet HyFrance3 et les derniers résultats de la thèse de Rodrigo Rivera Tinoco sur l'électrolyse haute température couplée à différentes sources thermiques ont fait l'objet de posters. Enfin la tâche 25 de l'IEA/HIA et le projet européen HycycleS ont été présentés à l'oral respectivement par F. Le Naour et M. Roeb (DLR).

- F. Le Naour, S. Poitou, C. Mansilla, C. Sattler, M. Roeb, D. Graf, G. Kolb, A. Giaconia, R. Liberatore, P. Tarquini, A. Meier, D. Gstoehl, R. Allen, G. Kargiannakis, C. Agrafiotis, R. Moliner, I. Suelves, M. Gasik, A. Lokkila, S.D. Ebbesen, U. Vogt. *IEA-HIA Task 25: High Temperature Process for Hydrogen Production. Three year-progress review of the project.*

- M. Roeb, D. Thomey, D. Graf, L. de Oliveira, C. Sattler, S. Poitou, F. Pra, P. Tochon, A. Brevet, G. Roux, N. Gruet, C. Mansilla, F. Le Naour, R. Allen, R. Elder, I. Atkin, G. Kargiannakis, C. Agrafiotis, A. Zygogianni, C. Pagkoura, A.G. Konstandopoulos, A. Giaconia, S. Sau, P. Tarquini, T. Kosmidou, P. Hähner, S. Haussener, A. Steinfeld, I. Cañadas, A. Orden, M. Ferrato. *HycycleS – A Project on Solar and Nuclear Hydrogen Production by sulphur-based thermochemical cycles.*

- P. Baurens, P. Carles, J. Duhamet, T. Gilardi, F. Le Naour, J. Leybros, C. Mansilla, I. Noirot, S. Poitou, J.C. Robin, A. Saturnin, P. Yvon. *Performances and economic competitiveness comparison of*

advanced hydrogen production processes.

- R. Rivera-Tinoco, C. Mansilla, C. Bouallou. *Impact of the heat source selection on the high temperature electrolysis performances and economic competitiveness.*

- A. Le Duigou, MM. Quéméré, Ph. Menanteau, S. Decarre, P. Marion, L. Antoine, K. Filmon, I. Da Costa, H. Pierre, A. Cuni, Ph. Mulard, M. Junker, A. Rastetter, Th. Alleau. *Hydrogen chains in France : the HyFrance3 project*

Contacts : C. Mansilla et A. Le Duigou

Participation à IRES 2010

La 5ème édition de la conférence internationale sur les renouvelables et le stockage d'énergie (International Renewable Energy Storage – IRES) s'est tenue à Berlin, en Allemagne, les 22 et 23 novembre derniers.

L'I-tésé était co-auteur deux communications.

Les premiers travaux du projet ANR CYRANO-1 ont été présentés. Il s'agit des dimensionnements optimaux, selon différents scénarii, de systèmes couplant des éoliennes à un stockage d'énergie sous forme d'hydrogène dans des canalisations dont la pression peut varier fortement (les canalisations servent à la fois de transport et de stockage d'énergie).

Par ailleurs, l'optimisation multicritère (coût et surface occupée sont les minimums recherchés) d'un système isolé produisant de l'électricité photovoltaïque couplé à un système de stockage a mis en évidence l'intérêt de cellule HIT malgré leur coût important.

- S. Avril, G. Arnaud, H. Colin, F. Montignac, C. Mansilla, M. Vinard, *Optimization of a remote photovoltaic system coupled to storage in an island context*

- F. Montignac, S. Avril, R. Batisse, S. Lim, B. Weinberger, S. Melscoet, J.-Ch. Hoguet, *The use of hydrogen pipelines for wind energy storage: case studies for a techno-economical assessment*

Contact : S. Avril

Participation à ICHE 2010

Lors de la neuvième conférence internationale sur l'hydro-science et l'ingénierie (ICHE 2010), l'I-tésé a présenté une communication sur le projet HyFrance3.

- A. Le Duigou, MM. Quéméré, Ph. Menanteau, S. Decarre, P. Marion, L. Antoine, K. Filmon, I. Da Costa, H. Pierre, A. Cuni, Ph. Mulard, M. Junker, A. Rastetter, Th. Alleau. *Aims and first assessments of the French Hydrogen Chain Project HyFrance3*

Contact : A. Le Duigou

Publications

- Publication d'un article concernant le nucléaire en Europe. Parmi les principaux sujets sont évoqués la contrainte climatique, la compétitivité économique ainsi que la sûreté et la recherche.

F. Legée et F. Thais, *Un nucléaire européen pour contribuer à relever les défis de demain ?*, Revue Générale Nucléaire, N°2010-04 juillet-août

Contacts : F. Legée et F. Thais

- Publication d'un article sur l'optimisation multicritère de stockages batteries et hydrogène couplés à une production photovoltaïque dans des sites isolés. Cette étude, réalisée en partenariat avec l'Agence Régionale de l'Energie de La Réunion (ARER) a mis en évidence l'intérêt économique des accumulateurs plomb-acide et de leur couplage à des systèmes hydrogène agissant en complément de manière saisonnière.

Avril S, et al., *Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems*, Energy (2010), doi:10.1016/j.energy.2010.07.033

Contact : S. Avril

- Publication d'un article évaluant la valeur économique de la R&D publique dans le domaine des réacteurs rapides de 4ème génération sous l'hypothèse d'un marché de l'uranium qui se tendrait vers le milieu du siècle. Le modèle donne la valeur de la R&D en fonction d'une estimation a priori de p , la probabilité de la diffusion de cette innovation sur le marché. Avec les données retenues et une hypothèse basse pour le coût de la R&D, le programme de R&D est jugé rentable, si la probabilité p est au dessus de 20%.

N. Taverdet-Popiolek et G. Mathonnière, *Une analyse économique de la valeur de la R&D dans le domaine des réacteurs rapides de quatrième génération*, Revue de l'énergie, N°595, mai-juin 2010, pp 179-191

Contacts : N. Taverdet-Popiolek et G. Mathonnière



Vue aérienne du PSI, situé à Villigen.

Visite à PSI

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, Directeur de l'I-tésé, a visité le Paul Sherrer Institut, en Suisse les 11 et 12 juin derniers, à l'invitation de Jean-Marc Cavedon, Directeur de la Recherche Nucléaire de l'Institut. Il a y présenté deux communications. L'une a porté sur «La prise en compte de l'incertitude par les méthodes d'options réelles», l'autre «Le nucléaire: une énergie durable?» sur les perspectives de croissance du nucléaire dans le monde, en fonction notamment des perspectives sur les ressources. Cette dernière s'insérait dans la conférence annuelle «Energietagung» du PSI, qui a réuni une centaine de chercheurs et industriels de très nombreux horizons.

Contact : J.-G. Devezeaux

Parution du Livre Rouge

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) viennent de publier l'étude Uranium 2009 : Ressources, production et demande, appelée aussi "livre rouge". L'I-tésé y contribuait au nom de la France avec un groupe constitué d'EDF et d'AREVA.

L'ensemble des ressources identifiées au 1er janvier 2009 est en augmentation d'environ 15 % par rapport à 2007 et atteint la somme totale de 6 306 300 tonnes. Ce montant comprend notamment les ressources classées comme « chères » ($< 260 \text{ USD/kg d'U}$ ou $< 100 \text{ USD/lb d'U3O8}$). Bien que les ressources totales identifiées se soient accrues dans l'ensemble, les ressources « bon marché » ont subi une importante diminution à la suite de l'augmentation des coûts d'exploitation minière.

Au rythme de la consommation de 2008, les ressources totales identifiées sont suffisantes pour assurer l'approvisionnement pendant plus de 100 ans.

La production d'uranium en 2008 atteint 43 880 tU, soit une augmentation de 6 % par rapport à 2007, et devrait encore augmenter de 15 % en 2009. Le défi est de continuer à mettre en valeur les mines en temps voulu à mesure que la demande en uranium s'accroît.

Il faudra que le marché reste soutenu pour que les ressources voulues soient développées dans le délai imparti pour satisfaire la demande future en uranium.

Les ressources secondaires de stocks d'uranium déjà extraits continueront d'être nécessaires, complétées autant que possible par des gains d'efficacité (teneurs de rejet moindres dans les usines d'enrichissement, des améliorations techniques du combustible).

L'offre et la demande sont envisagées dans cette étude à partir des techniques actuelles de production électronucléaire. Un déploiement des technologies avancées de réacteurs et de cycle du combustible peut avoir des incidences très positives sur la disponibilité

de combustible nucléaire sur le long terme. Les nouveaux résultats de l'AIEA et de l'OCDE ne sont pas de nature à changer les grands équilibres séculaires et les besoins, à terme, en réacteurs rapides.

Contact : S. Gabriel

Visite estivale de l'I-tésé au Laboratoire sur le stockage des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue (HAVL) de l'ANDRA à BURE-SAUDRON

L'I-tésé s'est donné rendez-vous le 5 juillet à la frontière de la Meuse et de la Haute Marne, à Bure Saudron, dans les installations de l'ANDRA, pour visiter le laboratoire souterrain qui expérimente les techniques de stockage ultime des déchets radioactifs de haute activité, à 500 mètres sous terre.



La mise en service du centre de stockage HAVL à partir de 2025, jalon prévu par la loi de 2006, est un enjeu essentiel pour la filière nucléaire.

Un tel projet, qui doit prendre en compte autant - si ce n'est plus - les aspects sociaux qu'environnementaux ou économiques est donc au cœur des thématiques et des travaux de l'I-tésé.

Après 8 minutes d'une descente dans un ascenseur certes plus large que la nacelle « Phénix » qui ramena les mineurs chiliens à la surface, mais néanmoins serrés à plus de dix comme des sardines, l'équipe a pu visiter les 700 mètres de galeries déjà creusées.

L'Institut a pu prendre connaissance, sur le terrain, de l'ensemble des études qui sont menées par l'ANDRA, et suivre leur progression, depuis la dernière visite faite par certains des membres de nos équipes.

La réversibilité de notre voyage en profondeur fut plus délicate et un petit moment de flottement parcouru le groupe au moment de remonter à la surface... l'ascenseur ne fonctionne plus.

Le deuxième ascenseur à quelques centaines de mètres de là n'aura finalement pas le même problème et nous permettra de retrouver la surface.

Puis, nous avons visité la halle des démonstrateurs industriels de manutention des colis, située en surface à quelques centaines de mètres. Depuis quelques mois, des machines y expérimentent l'introduction des conteneurs de plusieurs tonnes dans des "alvéoles" horizontales de quelques dizaines de centimètres de diamètre. Leur réextraction est également testée en réponse aux exigences de réversibilité demandées par la loi.

Ayant en tête les avancées de l'ANDRA, et convaincus comme nous sommes de l'importance d'une bonne ingénierie pour ce projet phare de l'industrie nucléaire, nous rentrons à Saclay en passant devant le site - aujourd'hui vierge - où le CEA devrait construire, à quelques kilomètres du laboratoire ANDRA, le premier le prototype industriel de production de biocarburants de deuxième génération.

Contact : F. Legée

Rencontre I-tésé - EIFER

Le 30 septembre dernier, I-tésé a reçu Laurent LELAIT et ses équipes en charge de la biomasse de l'institut EIFER (European Institute for Energy Research). EIFER est un groupement européen d'intérêt économique entre EDF, l'université de Karlsruhe et EnBW.

Ce centre de recherche qui regroupe plus d'une centaine de personnes, avec un budget de 11 M€, est organisé en 5 départements :

- Energie dans les villes et territoires
- Piles à combustible et Hydrogène
- Energie : environnement et économie
- Energie et Géosimulation
- Energie renouvelables- Modèles géographiques pour l'énergie

Cette dernière unité recouvre l'activité biomasse, soit une douzaine de 12 personnes. Les principaux axes concernent l'étude de voies de conversion de la biomasse telles que la gazéification pour la cogénération, la pyrolyse ou encore la digestion par fermentation. Un axe concerne spécifiquement l'étude de la disponibilité en biomasse.

En terme de fonctionnement, ils travaillent surtout sur demande d'EDF et ses filiales ainsi que de EnBW

L'objectif principal de cette rencontre était une prise de contact entre EIFER et I-tésé afin de mieux se connaître. Un intérêt commun sur tout ce qui concerne la ressource biomasse (évaluation de gisements, pertinence de l'importation de biomasse, etc) est ressorti. Une prochaine étape est fixée courant 2011.

Contact : J. Imbach

Les avancées sur le plateau de Paris-Saclay et rôle du Club de l'Orme.

L'initiative Club de l'Orme, lancée il y a plus d'un an afin de mettre en place et animer sur le Plateau de Paris-Saclay, un réseau d'économistes sur les questions énergie-environnement monte en puissance et gagne de plus en plus en reconnaissance. Le Club de l'Orme joue maintenant pleinement son rôle fédérateur. En particulier les échanges qui y sont développés et les informations qui y transitent permettent aux acteurs de développer leur stratégie "Plateau" et de lancer des actions en partenariat avec les autres membres du Club. La meilleure visibilité apportée par le Club de l'Orme à ses membres sur les nombreuses initiatives prises dans les cadres de l'Emprunt National ou dans le cadre européen permet aux économistes du Plateau de mieux se structurer et dynamiser leur réseau local.

Dans ce cadre, l'I-tésé a décidé de s'associer de façon privilégiée au LabEx "Saclay Institute for Economics and Decision Sciences, Quantitative methods for business and social policies". Ce Labex est présenté par l'X, HEC (deux membres du club) et le CREST, très prochainement présent sur le plateau (et appelé à rejoindre le Club). I-tésé, avec l'INRA, Agro Paritech, l'université Paris-Sud XI est dans le 2ème cercle du Labex, l'Institut étant plus particulièrement identifié pour les questions de choix énergétiques en interface avec la technique et en lien avec les décisions de politique énergétique.

Le Club de l'Orme travaille également sur des thèmes qui lui sont propres et mutualise ses travaux sur l'énergie où il devient de plus en plus difficile de s'engager individuellement. Une réflexion a été initiée à travers la création du Think Tank du Club. Le Think Tank regroupe 7 organismes « club » et travaille aujourd'hui sur le thème de l'opportunité pour la France de développer une filière industrielle sur le solaire à concentration thermodynamique. La question revêt d'autant plus d'importance qu'un grand nombre d'initiatives publiques se développe actuellement en Europe dans ce domaine. L'objectif de ces initiatives est d'approvisionner l'Europe en électricité verte auprès des pays du MENA (Middle East North Africa), ces pays étant particulièrement adaptés à l'installation d'une telle technologie (ensoleillement, grande surface au sol, ...).

Contact : S. Dautremont