

NUCLÉAIRE & ÉNERGIES

Une publication de l'ARSCA

n°65 - Mars 2015



Dans ce numéro

Une bien triste conjoncture

Le Japon quatre ans après Fukushima

L'évolution du secteur énergétique

De la mine au combustible

Les réacteurs

L'aval du cycle et le démantèlement

Durée de vie
des réacteurs nucléaires français

Coûts de l'électricité

Quelques rappels

ARSCA

Association d'anciens et de retraités d'AREVA

NUCLÉAIRE & ÉNERGIES

CONJONCTURE

Une bien triste conjoncture

Page 3

AMBIANCE JAPONAISE

Le Japon, quatre ans après Fukushima

Page 4

ÉNERGIE

L'évolution du secteur énergétique

Page 8

NUCLÉAIRE

De la mine au combustible

Page 13

Les réacteurs

Page 15

L'aval du cycle et le démantèlement

Page 21

NUCLÉAIRE et SOCIÉTÉ

Durée de vie des réacteurs nucléaires Français

Page 26

ÉCONOMIE

Coûts de l'électricité

Page 33

QUELQUES RAPPELS

Page 41

En couverture le système d'entreposage Nuhoms®

La photographie représente la phase de chargement d'une alvéole d'entreposage. Plus de détails sur le système sont donnés en pages 23 et 24

Courtesy : AREVA TN AMERICAS

« NUCLÉAIRE ET ENERGIES » est établi à partir d'articles rédigés par différents auteurs. Ont contribué à ce numéro :

Note d'ambiance : Bernard LENAIL

Énergie : Guy DUCROUX

Nucléaire : Claude SEYVE, Jacques SIMONNET

Nucléaire et Société Sûreté : François JUSTIN, membre d'ARA (Anciens de SGN)

Économie : Jean-Luc SALANAVE

La coordination de l'ensemble des rubriques est réalisée par Claude SEYVE et Danièle RAISONNIER avec la collaboration de Bernard LENAIL en tant qu'éditeur

ARSCA

Tour AREVA, Boîte 0706-B2

1 Place Jean Miller, 92084 PARIS LA DEFENSE

Mail bureau@uarga.org Site www.uarga.org

Une bien triste conjoncture

En tant qu'anciens d'AREVA nous sommes évidemment extrêmement soucieux et tristes de la crise dans laquelle le Groupe se trouve engagé. Nous sommes attentifs à son redressement, mais savons que celui-ci sera probablement long et douloureux d'autant que les causes de la dégradation sont multiples.

Certes nous ne croyons pas qu'AREVA risque de disparaître, ce serait trop grave pour le pays. Il n'en demeure pas moins que l'ensemble du personnel est inquiet alors que le contexte français n'est guère porteur: l'absence de visibilité à moyen terme sur le nucléaire en France et le manque de soutien officiel ne font qu'aggraver l'inquiétude du personnel avec lequel nous exprimons notre solidarité. Nous marquons notre confiance en ses capacités pour faire tous les efforts selon les axes fixés par la nouvelle direction. Nous espérons aussi que tout le tissu industriel, dont les compétences concourent aux succès des programmes d'AREVA, pourra survivre à la tourmente et rester disponible à l'avenir.

Nous espérons enfin que l'apurement de la situation va permettre de repartir sur des bases saines en mettant à profit la dure expérience de la Finlande, celle pleine de promesses des deux EPR chinois, dans une coopération plus étroite entre les acteurs du nucléaire français. En effet le redressement ne pourra venir des seules équipes d'Areva : les plus anciens parmi nous savent que, s'il est sain par exemple qu'EDF mette régulièrement AREVA en concurrence avec des fournisseurs étrangers, il n'est sain pour personne de voir EDF préférer durablement un fournisseur étranger, russe par exemple, à son ancien fournisseur dont les installations viennent d'être modernisées. Ceci n'est qu'un exemple: il existe de nombreux domaines où il est possible, ensemble, de faire beaucoup mieux.

[Retour haut](#) 

Le Japon quatre ans après la tragédie

Vers une remise en marche progressive des réacteurs

Bernard Lenail

Voilà quatre ans que le Japon a été frappé par un très violent séisme (magnitude 8,9) centré en mer au large de la province de Sendai. Un tsunami gigantesque est venu rapidement dévaster jusqu'à 10 km de la côte une bande longue de plus de 100 km et inonder 4 des 6 réacteurs de Fukushima dont 3 étaient opérationnels au moment du séisme. Noyés, les systèmes de refroidissement de ces 3 réacteurs furent rapidement mis hors service d'où la fusion des cœurs, puis l'explosion hydrogène soufflant les structures supérieures des réacteurs et la dispersion dans l'atmosphère de produits radioactifs dans la région dont la plupart des habitants avaient été préalablement évacués.

En l'espace de quelques jours, de catastrophe naturelle ayant causé près de 20.000 morts et disparus, la catastrophe était devenue un drame nucléaire :

- NISA, l'autorité nucléaire était mise en cause en raison de son laxisme et de sa complaisance avec l'exploitant TEPCo et était totalement discréditée ;
- TEPCo, l'exploitant de Fukushima, était lui aussi mis en cause et critiqué à maints égards (accusé de liaisons incestueuses avec NISA - Nuclear and Industrial Safety Agency, d'arrogance, de mépris, de manque de transparence et de sincérité, d'impréparation, d'incapacité à gérer l'imprévu, etc) ;
- Opinion publique gravement impressionnée par la vue en direct des explosions d'hydrogène et par la dispersion de radionucléides à grande distance du site, explosions assimilées par beaucoup de japonais à des explosions nucléaires ;
- Progressivement les 48 réacteurs japonais arrêtés l'un après l'autre pour entretien et inspection n'ont pas été autorisés à redémarrer avant un complet réexamen de sûreté par une nouvelle autorité (NRA - Nuclear Regulatory Authority créé en septembre 2012) de sorte qu'aujourd'hui tous sont encore à l'arrêt ; on sait déjà que parmi les plus anciens réacteurs certains – on parle d'une dizaine – ne seront pas autorisés à redémarrer et devront être démantelés (c'est déjà sûr pour 5 d'entre eux pour lesquels les exploitants eux-mêmes ont annoncé leur intention d'engager le démantèlement : Genkai-1, Mihama-1 et 2, Shimane-1 et Tsuruga-1) ;
- Mais la construction de nouveaux réacteurs sur les sites d'Ohma et Shimane se poursuit normalement ; de même l'avenir du site de Rokkasho (retraitement et fabrication MOX) ne semble pas remis en cause ;
- Coût grandissant des interventions sur le site de Fukushima ainsi que dans la région (décontamination) ;
- Souci récurrent sur la veille sanitaire en matière de cancers de la thyroïde chez les jeunes de la région ;
- Difficile retour des réfugiés déplacés plusieurs années loin de chez eux, au pic ce sont 230.000 personnes (120.000 du fait de Fukushima auxquelles s'ajoutent 110.000 du fait du tsunami) qui ont été directement concernées avec des compensations financières jugées insuffisantes par beaucoup ;

- Sort des quelques 800.000 m³ d'eau contaminée qui après traitement ne pourront être rejetés en mer qu'avec l'accord des syndicats de pêcheurs locaux ;
- Sort final des déchets issus de la décontamination des sols et bâtiments maintenant presque résolu à titre provisoire pour quelques (?) années ;
- Menace persistante sur la reprise économique du pays ;
- Grave détérioration de la balance commerciale en raison des importations massives de gaz et de pétrole pour suppléer l'arrêt du nucléaire...

Cette longue litanie, sans doute incomplète, explique amplement pourquoi l'opinion japonaise reste hostile et méfiante, sondage après sondage, à la relance du nucléaire (récemment 52% contre et 35% pour). Reconnaissons aussi que la technologie nucléaire n'est pas facile à mettre en œuvre, particulièrement au Japon : même si le risque tsunami peut parfaitement être pris en compte – cela n'était pas le cas loin de là à Fukushima où il avait été minimisé – les risques volcaniques et sismiques y sont très élevés et nécessitent des études approfondies et des contremesures beaucoup plus sévères que dans la plupart des pays.

Ceci étant tout est loin d'être négatif dans la conjoncture présente : par exemple les nombreuses manifestations intervenues en 2011 et 2012 ont favorisé l'émergence d'une autorité de sûreté indépendante et la mise en place d'un cadre réglementaire rigoureux. On observera par ailleurs que dans la plupart des élections générales et locales des 3 dernières années les candidats les plus hostiles à la remise en service des réacteurs ont été écartés alors que ceux qui étaient les plus favorables ont été élus notamment à Tokyo, ou réélus par exemple aux dernières élections législatives comme le premier ministre Shinzo Abe malgré son soutien très marqué pour la relance nucléaire. Alors que son prédécesseur avait décidé d'arrêter le nucléaire (environ 40% de l'électricité produite avant l'accident) Shinzo Abe pousse à la reprise du fonctionnement des réacteurs et a installé une commission chargée de fixer comme objectif à moyen terme de conserver au nucléaire entre 20 et 30% du futur mix électrique, ce qui ne l'a pas empêché de gagner les élections.

NRA, la nouvelle autorité de sûreté,

- a été créée, ce qui ne s'est pas fait en un jour mais en un an et demi,
- elle est indépendante, ce qui signifie que ni le Premier Ministre ni les grands ministères ne peuvent faire pression sur elle et encore moins les exploitants,
- les nouvelles règles applicables de sûreté ont été définies et approuvées,
- des experts ont été recrutés mais ils sont encore en nombre insuffisant (une centaine) pour analyser tous les dossiers qui ont été soumis (à ce jour 21 demandes concernant 14 sites différents ont été déposées), pour approuver toutes les modifications apportées aux installations, celles-ci sont très nombreuses et diverses) et les procédures d'exploitation afférentes ; nul doute qu'après redémarrage de chaque réacteur NRA vérifiera le bon fonctionnement des nouveaux appareils et de leurs procédures ; et
- d'ores et déjà NRA a achevé l'examen de 5 dossiers et 4 autres avancent bien ;
 - o *Sendai-1 et 2* de KyushuEPCo (EPCo pour Electric Power Company) n'attendent plus qu'un feu vert gouvernemental après examen des plans d'évacuation ;
 - o *Takahama-3 & 4* de KansaiEPCo qui n'a pas encore le feu vert des autorités locales, ce qui ne devrait pas poser de problème ;
 - o *Ikata-3* de ShikokuEPCo suit de près ;
 - o ainsi que *Genkai-3 et 4* de KyushuEPCo et *Ohi-3 et 4* de KansaiEPCo.

Chacun peut comprendre qu'après la catastrophe et les critiques justifiées à l'égard de l'ancienne NSA, la nouvelle NRA prenne son temps pour analyser les dossiers et soit plus sévère et plus stricte que ne l'imaginaient les exploitants de centrales et plus encore certains de leurs fournisseurs de ceux-ci, surtout s'ils sont étrangers. Une chose est certaine : au Japon, la NRA n'est pas critiquée, ce qui est un réel succès. C'est clair qu'au plan national, l'essentiel du travail a été engagé : tout le système est en route pour que la reprise ait lieu dans de bonnes conditions mais sans précipitation ; c'est désormais au plan local (municipalités et provinces) que les choses doivent encore avancer site par site.

La population le sent bien et voit bien qu'il n'y a pas de réelle alternative durable à cette reprise : résignation ou fatalisme ancestraux d'un peuple peu enclin aux manifestations violentes et toujours respectueux des décisions qui sont prises dès lors qu'ait été mené à son terme un long processus d'échange entre toutes les parties prenantes. Tel est le prix de la remarquable cohésion sociale de tout un peuple qu'ont observé tous ceux qui ont séjourné au Japon.

Au Japon comme bien souvent dans d'autres pays certaines réalités sont mal comprises ou mal intégrées par la population : il faut en prendre compte sans chercher à brusquer l'opinion. Par exemple :

- Le Japon est une île parfaitement isolée et la majorité de la population ne s'intéresse vraiment qu'aux problèmes domestiques ;
- Tous les réacteurs sont à l'arrêt oui, mais personne ne manque d'électricité aujourd'hui et cela continuera demain même si elle est un peu plus chère qu'auparavant ;
- Consommer des énergies fossiles, ce n'est pas bon pour le climat ? peut-être mais il n'appartient pas aux japonais de régler cette question ; de toute façon rien ne presse, l'air est plutôt pur ici ;
- Au Japon comme ailleurs bien des personnes croient naïvement que les énergies renouvelables sont bonnes et pas chères mais elles sont bien placées pour constater que celles-ci n'ont pas été d'un grand secours au cours des quatre dernières années ;
- La balance commerciale est gravement déficitaire du fait des importations d'énergie fossiles, cela concerne l'Etat mais, individuellement, personne ne s'en soucie alors que si un grave accident nucléaire survenait beaucoup de gens devraient abandonner leur maison : ce serait collectivement considéré comme une très grosse perte nationale bien pire qu'une simple perte économique ;
- Enfin un point semble créer quelques irritations : alors que jadis les autorisations étaient délivrées par le seul gouvernement central, puis il y a une vingtaine d'années après consultation du gouverneur de la province il faut maintenant que l'exploitant obtienne l'accord des municipalités où la centrale est implantée mais pas celles de localités un peu plus lointaines qui pourraient éventuellement être touchées !
- Un dernier point n'est pas résolu celui des multiples poursuites engagées par des associations désireuses de contrer un démarrage par tel ou tel exploitant. On a cependant un peu de mal à imaginer comment de telles procédures pourraient aboutir alors que, dans le cas de l'accident de Fukushima, des fautes patentes et des dysfonctionnements majeurs et répétés pendant des années n'ont abouti à aucune condamnation.

Mais les japonais sont très pragmatiques et des choses bougent :

- De nombreux industriels, petits ou grands, déplorent la détérioration (réelle ou prochaine) de leurs coûts en raison du renchérissement de l'électricité ;
- Les grands groupes industriels demandent de façon très insistante au gouvernement de donner son autorisation dès que sont réunies toutes les conditions techniques ;
- La sécurité des approvisionnements de pétrole et de gaz naturel du Moyen-Orient n'éveillait pas de souci particulier, le Japon commence à s'inquiéter de la sécurité dans les détroits qu'emprunte une grande part du trafic de même que du risque islamique depuis la mise à mort de deux de leurs ressortissants.

Aujourd'hui encore le Japon est encore en train de se remettre de l'impact de la catastrophe, que ce soit sur le plan de la reconstruction ou des interventions sur le site de Fukushima ou encore du choc émotionnel qu'elle a suscité. Il est clair que beaucoup de gens se préparent sans grand enthousiasme et avec beaucoup de circonspection à une reprise progressive de l'exploitation de certains réacteurs. Peu à peu beaucoup de gens semblent considérer que, quand elle est bien gérée et contrôlée, la technologie nucléaire ne présente pas de risques inhérents supérieurs à ceux qui existent au Japon : séismes, typhons, tsunamis et éruptions volcaniques. On entend parler du mois de mai prochain. Pourquoi mai ? Pourquoi pas ? C'est difficile pour un français de se prononcer. Il y a au mois d'avril des élections locales ...peut-être s'agit-il simplement de ne pas faire de vagues !

[Retour haut ↑](#)

L'évolution du secteur énergétique

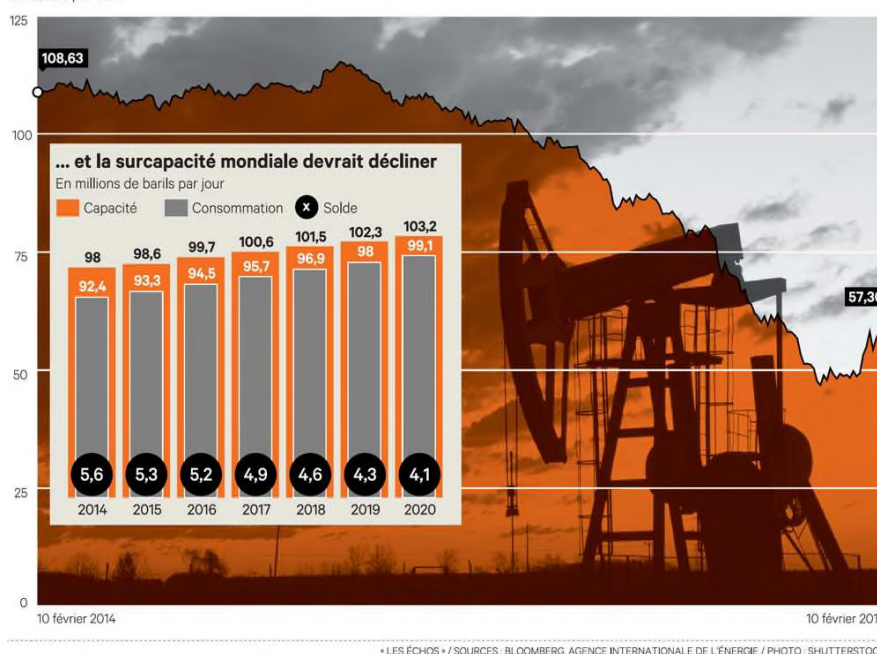
Guy Ducroux

La réunion de l'OPEP du 27 novembre 2014 a marqué une étape décisive dans l'effondrement des cours du pétrole et a provoqué un véritable tsunami dans l'industrie pétrolière. L'Arabie Saoudite, selon certains experts, aurait été dépassée par la vitesse et l'ampleur du phénomène. Sommes-nous entrés dans l'ère du pétrole low-cost ? L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) rappelle que les capacités de production mondiales resteraient bien supérieures à la consommation sur les six années à venir.

A ce jour, la France aurait économisée en 2014, cinq milliards d'euros, et avec un baril à 52 \$ en moyenne, ce seront 17 milliards d'euros d'allègement de la facture des importations de pétrole brut et raffiné en 2015. Ce cadeau inattendu devrait doper la croissance française, améliorer le PIB mais probablement ralentir la mise en route de la transition énergétique dont l'examen du projet de loi par le Sénat a redonné une certaine vigueur à l'énergie nucléaire. Le Sénat a également adopté un amendement pour mettre en place une Union européenne de l'énergie, inspiré sans doute, du rapport de l'Institut Jacques Delors intitulé « De la communauté européenne de l'énergie à l'Union de l'énergie » publié en Janvier 2015 que les grands énergéticiens européens réclament de longue date. Le conflit Russo-ukrainiens s'immisce dans la politique énergétique de l'Europe avec le blocage du gazoduc South Stream (via la Bulgarie, la Serbie, l'Italie et l'Autriche) en raison des sanctions liées à la crise ukrainienne.

Le cours du Brent s'est légèrement redressé...

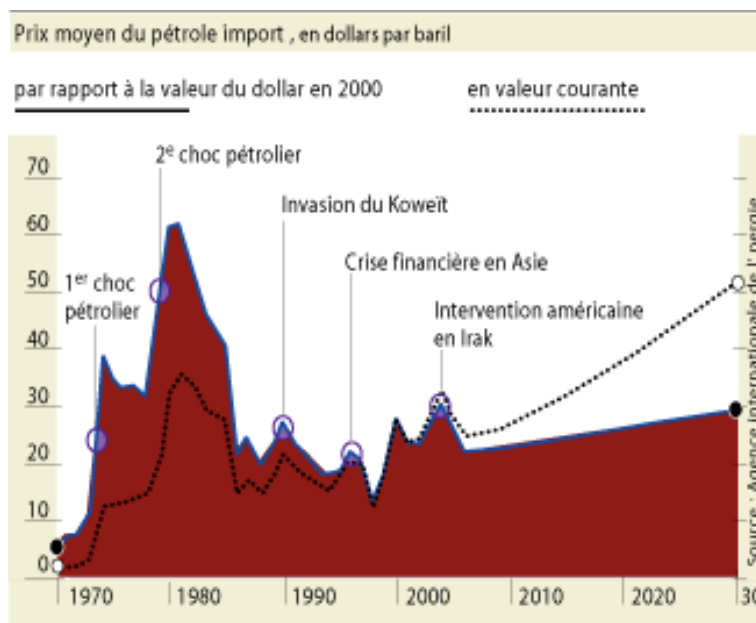
En dollars par baril



Pétrole, l'année du grand choc

Comme le montre la figure ci-dessous, l'industrie du pétrole a vécu de nombreux chocs. Cependant, celui-ci ne ressemble pas aux phénomènes antérieurs ce qui fait dire à certains spécialistes que « l'OPEP a peut-être vécu ». Les innovations technologiques, la géopolitique,

la transition énergétique des pays industriels ont créé une conjoncture inédite. *Les innovations énergétiques* ont permis d'exploiter le gaz de schiste, abaisser le coût de leur production et le développement des énergies renouvelables. Celles-ci représentent aujourd'hui 19% de la production mondiale d'énergie et leur coût d'exploitation et de production diminue. A titre d'exemple, le prix des panneaux solaires a diminué de 75% depuis 2009 et les coûts d'installation des centrales solaires de 65% entre 2010 et 2014. Dubaï qui a commandé une centrale solaire au groupe saoudien ACWA Power vendra de l'électricité à 6 cents le KWh, soit 2 à 3 cents de moins que les centrales à gaz qui opèrent à Dubaï.



La géopolitique (voir N°64 de N & E) va contrarier fortement les économies des pays non membres de l'OPEP, comme la Russie, le Brésil mais également des membres de l'OPEP comme l'Iran, le Venezuela, le Nigéria... L'AIE indiquait que l'on devrait enregistrer un fléchissement de la production des pays non OPEP cette année ce qui devrait stabiliser les cours du pétrole à un niveau légèrement supérieur à ceux d'aujourd'hui.

La transition énergétique en cours dans de nombreux pays industrialisés dont les objectifs majeurs sont les économies d'énergie, la réduction de la dépendance énergétique, et la prise en compte de l'évolution climatique par la diminution de la production des gaz à effet de serre devraient conduire à une baisse de la consommation dans ces pays.

L'industrie pétrolière s'adapte cependant dans la douleur ; les opérateurs comme Total, Chevron, Shell, BP ou ExxonMobil réduisent leurs investissements, réévaluent la rentabilité de leurs projets sur la base d'un prix du baril d'au moins 80 dollars. Les projets d'exploration en grande profondeur voient leur avenir compromis.

TOTAL

Avec un baril à 50 \$ au lieu de 100, Total perd 10 milliards de dollars par an. Le groupe a déprécié pour 7,1 milliards de dollars d'actifs et annonce un plan de restructuration dans le raffinage européen. Les effectifs, près de 100.000 personnes, seront réduits de 2000. Malgré cela, Patrick Pouyanné, nouveau Directeur Général de Total, estime que le cycle va s'inverser :

les prix baissant, il y aura moins d'investissements et un effet positif sur la demande : « vous dire quand s'enclenchera le phénomène inverse...? »

Pour s'adapter à la nouvelle donne, Total va réduire ses investissements, de 28 milliards de dollars en 2013 à 26 milliards en 2014 ; ils seront encore réduits de 10% en 2015.

Total va freiner ses investissements sur les gaz de schiste américains gourmands en capitaux. Il va également préparer le terrain à une nouvelle restructuration de son raffinage en France où il possède cinq raffineries et où il perd 200 millions par an dont 150 millions avec celle de la Mède dans les Bouches-du-Rhône.

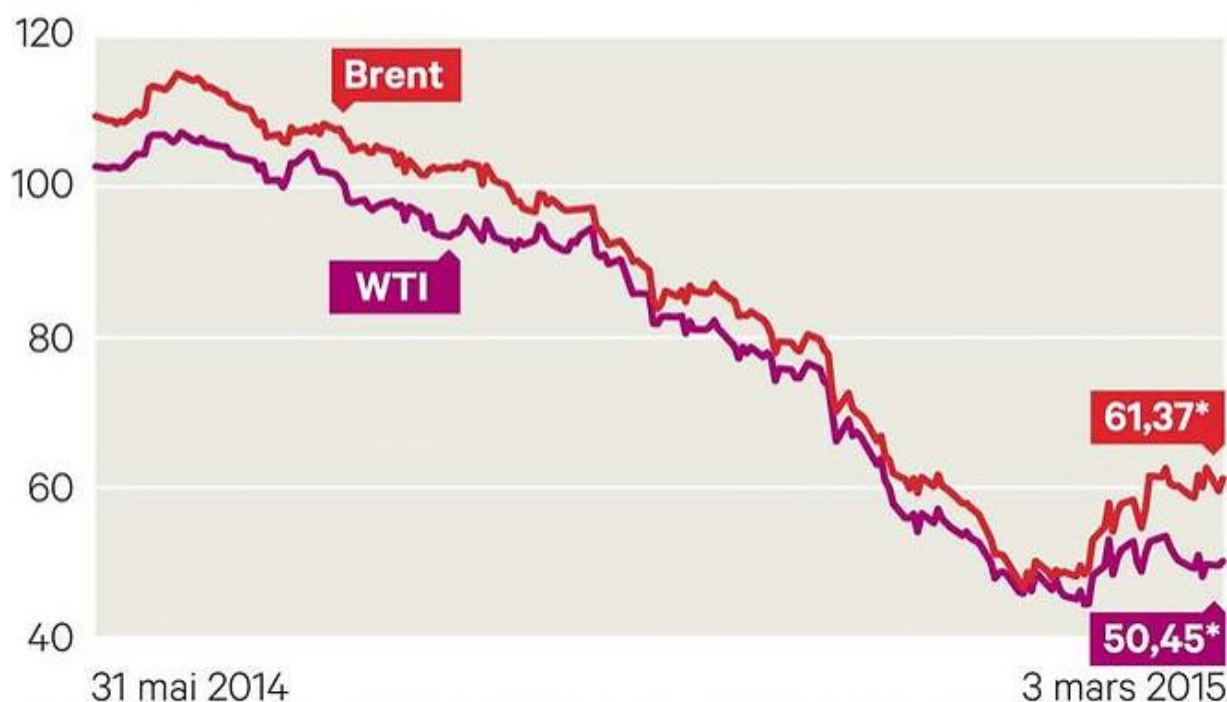
Total vient de renouveler pour quarante ans une concession importante à Abou Dhabi dont il détiendra 10%. Elle représente 7% de la production mondiale soit 2,4 millions de barils/jour et la rémunération sera supérieure à la précédente concession. Dans la production et commercialisation du gaz liquéfié (GNL), où Total est l'un des trois plus grands acteurs mondiaux, il poursuit sa stratégie avec deux projets australiens (Ichthys et Gladstone) et Yamal LNG dans l'Arctique russe, projets qui doivent entrer en production entre fin 2015 et 2017.

Attaqué depuis quinze ans sur tous les fronts, de la marée noire de l'*Erika* à la catastrophe de l'AZF à Toulouse en passant par ses activités en Birmanie à l'époque de la junte, et sa faible imposition en France, le Groupe va « sortir des paradis fiscaux » !

Quelques filiales, sur les 900 qu'il compte à l'étranger, y sont plus pour des raisons comptables ou juridiques : on peut y tenir des comptes en dollars, ce qui est impossible en France. Cette transparence s'inscrit dans la continuité du mouvement lancé par M. de Margerie pour ne plus ouvrir de filiales dans ces pays. Rappelons que sur 100 dollars de bénéfices en 2013, Total a versé 56 dollars d'impôts, soit 11 milliards de dollars.

Le cours du pétrole

En dollars par baril



* EN SÉANCE

« LES ÉCHOS » / SOURCE : BLOOMBERG

LA TRANSITION ENERGETIQUE

En début d'année, Ségolène Royal a évoqué une relance du nucléaire en France en déclarant : « Le gouvernement n'oppose pas les énergies les unes aux autres, et, pour la première fois de son histoire, la France se dote d'un mix énergétique équilibré. L'énergie nucléaire est maintenue dans ce mix, mais diminue pour atteindre 50 % à l'horizon 2025, contre 75 % aujourd'hui ». Elle a précisé ultérieurement que pour assurer ces 50% de nucléaire « il faut programmer la construction d'une nouvelle génération de réacteurs, qui prendront la place des anciens quand ceux-ci ne pourront plus être rénovés. »

Selon une étude de Grenoble Ecole de Management (GEM) réunissant les avis de 206 spécialistes du secteur énergétique, l'objectif de réduction nucléaire à l'horizon 2025 ne sera pas rempli. Les experts s'attendent, en moyenne, à voir la part du nucléaire dans le bouquet électrique français baisser de 16 points passant de 74% actuellement à 58% en 2030. Cette baisse ne serait que de 10% passant de 74% à 64% en 2024 d'où la proposition du Sénat.

http://www.grenoble-em.com/sites/default/files/public/kcfinder/files/energy_market_barometer_fr_3.pdf

Celui-ci accepte de limiter la part du nucléaire à 50% du mix électrique, mais sans échéance fixe. Le Sénat refuse d'établir un délai pour parvenir à cet équilibre : « *la réduction progressive de la part du nucléaire ne doit pas mettre en péril notre indépendance énergétique ni le caractère à la fois compétitif et peu carboné de notre électricité* ». Par ailleurs, La commission a relevé le plafonnement de la capacité de production nucléaire à 64,85 gigawatts, au lieu des 63,2 prévus par le texte. Une commission mixte paritaire a été convoquée le 10 mars afin de tenter de mettre au point un texte commun à l'Assemblée et au Sénat. La commission des affaires économiques et la commission du développement durable du Sénat déplorent l'échec de la commission mixte paritaire.

EUROPE : L'UNION DE L'ENERGIE

L'union européenne n'a pas eu jusqu'à présent de politique énergétique mais uniquement une politique du marché intérieur et de la concurrence pour le gaz et l'électricité, sans aucune dimension concrète de politique étrangère. En 2007, un large consensus entre les Etats membres de l'UE et les acteurs de l'énergie ont suscité un vif espoir d'avancer sur la voie d'une politique énergétique et climatique européenne concrétisée par le paquet énergie-climat 2020 qui s'en est suivi. Sept ans plus tard, c'est la déception de tous les acteurs frustrés par la crise économique et par d'autres échecs imprévus de la politique énergétique européenne. En 2010, l'Institut Jacques Delors a lancé une étude approfondie de la future politique énergétique européenne fondée sur la proposition de Jacques Delors d'une « Communauté européenne de l'énergie ».

<http://www.institutdelors.eu/011-20805-De-la-Communaute-europeenne-de-l-energie-a-l-Union-de-l-energie.html>

Chiffres clés

- L'UE est le premier importateur d'énergie au monde. **53 % de son énergie importée**, un coût annuel de **400 milliards d'EUR**.
- Un réseau énergétique européen interconnecté : **une économie pouvant atteindre 40 milliards d'EUR par an**.
- **6 États** membres de l'UE : dépendants d'un fournisseur extérieur unique pour l'ensemble de leurs importations de gaz.
- 94 % des transports sont assurés à l'aide de **produits pétroliers**, dont **90 % sont importés**.
- **1 000 milliards d'EUR** devront être investis dans le seul secteur de l'énergie dans l'UE **d'ici à 2020**.
- Les prix de gros de l'électricité en Europe sont **30 % plus élevés qu'aux États-Unis** et les prix de gros du **gaz, plus de deux fois plus élevés**.

Rappelons qu'en juin 2013, huit groupes européens du gaz et de l'électricité emmenés par Gérard Mestrallet, le patron de GDF-Suez, ont lancé un appel solennel auprès de l'Union Européenne pour l'alerter de son « échec » de sa politique énergétique. L'Europe est en position de faiblesse sur le plan énergétique en important plus de la moitié de son énergie et cette dépendance fragilise son positionnement géopolitique. Elle souffre d'un déficit de compétitivité vis-à-vis des Etats-Unis.

Les troubles de l'affaire Russo-ukrainienne et ceux du Moyen-Orient ont incité et finalement décidé la Commission européenne a officiellement lancé, le 25 février 2015, son programme de **l'Union de l'énergie**.

Ce nouveau programme européen est ambitieux et doit s'appuyer sur une transition énergétique communautaire. Le commissaire européen, Miguel Arias Canete, a annoncé un programme de 1000 milliards d'euros engagés sur cinq ans. Les investissements privés seront garantis par des fonds publics selon le même schéma que le plan Junker de 315 milliards.

L'UE compte sur le corridor gazier sud-européen, dont la construction est d'ores et déjà entamée, et qui devrait relier l'Azerbaïdjan à l'Union européenne d'ici à 2020. Bruxelles envisage de se rapprocher d'autres pays fournisseurs d'énergie, comme la Turquie, l'Algérie, le Turkménistan, voire l'Iran et l'Irak.

Les mesures adoptées aujourd'hui concernent l'harmonisation du marché de l'énergie européen permettant de réaliser des économies d'échelle et de renforcer la coopération et la solidarité en Europe. L'une des principales priorités de la Commission devra être de multiplier les interconnexions électriques et gazières en Europe, quasiment inexistantes à ce jour. L'accord passé entre la France, l'Espagne et le Portugal apparaît comme un signal positif de la volonté européenne de remédier à cette faiblesse du Marché intérieur. D'ici à 2020, le seuil de 10% des capacités d'interconnexions devrait être atteint, entre la France et l'Espagne, mais également à l'échelle européenne.

L'Union de l'énergie devrait jouer un rôle important dans la transition énergétique que l'UE cherche à mettre en place. En vue de la Conférence Climat 2015 (COP 21) qui aura lieu à Paris en décembre prochain, les Etats membres se sont en effet entendus en octobre 2014 sur un renforcement des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (40% d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990), d'amélioration de l'efficacité énergétique (Réduire la consommation d'énergie dans l'Union de l'ordre de 30%) et de développement des énergies renouvelables (Elever la part des énergies renouvelables à 27% du mix énergétique de chaque Etat membre)

"L'Union de l'énergie est une opportunité unique de replacer l'énergie au centre de la construction européenne : elle doit permettre de rompre avec l'approche fragmentée, court-termiste et de repli sur soi qui affecte dangereusement l'Europe, ses Etats membres et ses citoyens", estiment M. Delors, et ses collaborateurs MM.Andoura et Vinois.

[Retour haut ↑](#)

De la mine au combustible

Claude Seyve

La reprise attendue ?

Bonne nouvelle : depuis mai 2014, le prix de l'uranium remonte, certes encore timidement ! Certains analystes ont même relié une variation récente à la hausse à l'annonce de l'accord donné par l'autorité japonaise au redémarrage de 2 réacteurs.



Aux Etats Unis, les mineurs se réorganisent :

Energy fuels et Uranerz ont décidé de fusionner par échange d'actions :

Les actionnaires d'Uranerz recevront 0,255 action d'Energy Fuels, par action d'Uranerz ce qui correspond à une prime de l'ordre de 40% par rapport au cours actuel. Energy Fuels exploite actuellement White Mesa, dans l'Utah, la seule usine conventionnelle aux USA. Uranerz a démarré en 2014 l'exploitation par ISR (In Situ Recovery) du gisement de Nicholas Ranch dans le Wyoming. Elle étend progressivement ses champs de forage, la production va passer de 230 à 310 tonnes d'U par an.

Tandis qu'une « junior » s'installe sur les restes de Pathfinder.

Il s'agit d'Ur-Energy qui a racheté Pathfinder en 2012 à COGEMA Resources Inc.

Cette société vient de terminer l'étude économique d'une exploitation par ISL du gisement de Shirley Basin (ou ce qu'il en reste) en utilisant l'installation qu'elle a démarré en 2013 sur le gisement voisin de Lost Creek,

Ur-Energy prévoit de commencer la production fin 2017 et estime la production totale à 2400 tonnes d'U.

Pour les anciens mineurs intéressés, le PEA (Preliminary Economic Assessment) de quelques 118 pages est disponible sur le site Internet de Ur-Energy :

http://www.ur-energy.com/storage/technical-reports/20150127%20Shirley%20%20Basin%20PEA_Final.pdf

L'usine d'enrichissement Georges Besse 2 a célébré la mise en service de la **centième cascade** de centrifugeuses. L'unité Sud est en service à pleine capacité, les travaux se poursuivent à l'unité Nord où 5 des modules sont opérationnels .La capacité actuelle dépasse les 6 millions d'UTS.



Photo AREVA

AREVA Inc développera le combustible du SMR de Nuscale

Nuscale développe actuellement, sur financement du Department of Energy US (DOE), un SMR (Small Modular Reactor de 50 MW, à eau pressurisée. Dans le cadre du contrat passé, AREVA assistera Nuscale pour la conception du combustible et fournira un certain nombre de services et de tests. Tout ceci dans le cadre de l'objectif de Nuscale de présenter la « Design Certification Application » à la NRC fin 2016.

EDF renouvelle son contrat de fabrication de combustibles avec Westinghouse

Le contrat, annoncé en décembre 2014, porterait sur plusieurs milliers de tonnes. Depuis 2003 ce sont quelques 6000 tonnes de combustibles qui ont été livrées à EDF au titre du précédent contrat qui se terminait en 2014.

Les combustibles seront fabriqués dans les usines de Springfield (UK, ex BNFL) et Västäräs (Suède ex Asea Atom) avec une participation d'ENUSA.

[Retour haut ↑](#)

Les réacteurs

Claude Seyve

Vers un doublement de la puissance électrique nucléaire installée en 2050 ?

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) et l'Agence de l'Energie Nucléaire (AEN) toutes deux organisations de l'OCDE, ont actualisé leurs prévisions (« Technology road map, nuclear energy ») qui dataient de 2010, au vu des événements survenus depuis : l'accident de Fukushima, la prolongation de la crise économique et financière et le développement exponentiel de la fracturation hydraulique aux Etats Unis.

La « road map » décrit la transformation du secteur énergétique mondial qui permettra de porter à 80% la probabilité de stabiliser à 2 °C l'augmentation de température de la planète. Pour ces experts, cet objectif ne pourra être atteint que par un doublement de la capacité nucléaire mondiale, associée au développement des énergies renouvelables, à une meilleure efficacité énergétique, à l'utilisation de véhicules modernes et au piégeage et au stockage du gaz carbonique. Pour cela, une information transparente et factuelle des populations sur l'énergie nucléaire est à développer, en particulier quant au rôle que peut jouer l'énergie nucléaire en matière de sécurité d'approvisionnement, de coût de l'énergie, de changement climatique, de qualité de l'air et de stabilité des réseaux.

En France, toujours le flou :

Le Président Hollande, dans un entretien à France Inter, confirme « vouloir mettre à l'arrêt » Fessenheim fin 2016, tandis que pour la Ministre de l'environnement et du développement durable cet arrêt, qui pourrait porter sur d'autres réacteurs que Fessenheim, serait lié à la mise en service de Flamanville 3. Dans un entretien à l'Usine Nouvelle, qui a déclenché un tollé chez les verts, elle indique que l'énergie nucléaire permettra de réaliser la transition énergétique car elle assure la sécurité d'approvisionnement. Faisant observer que la loi en cours de débat ne prévoit pas de limitation de la durée de fonctionnement des réacteurs actuels, elle déclare qu'il convient de programmer la construction d'une nouvelle génération de réacteurs. Quant à l'objectif de limiter à 50 % la part du nucléaire dès 2025, il est maintenu, mais personne n'y croit vraiment.

Bref, en matière nucléaire, les promesses de campagne ressemblent de plus en plus au sparadrap du capitaine Haddock, mais il est regrettable que l'industrie française, dont la capacité technique est mondialement reconnue, paie la note de ce manque de visibilité.



Extrait de : Hergé, Les aventures de Tintin, Le professeur Tournesol

Entre temps l'Autorité de sûreté nucléaire poursuit les examens de demande de prolongation d'exploitation des réacteurs. Après Tricastin 1, c'est Tricastin 2 qui a reçu le feu vert, sous réserve d'améliorations à apporter avant fin 2015



Centrale du Tricastin

Au Royaume uni, la relève se met en place

D'après un sondage récent de YouGov.plc, 78% des Britanniques estiment que la Grande Bretagne a besoin d'un mix énergétique comprenant le nucléaire et les énergies renouvelables. Il y a deux fois plus de personnes favorables que d'opposants à un remplacement des centrales existantes. Dans ce contexte favorable soutenu par le gouvernement, les projets avancent :

Hinkley point C (EPR) : Pour EDF Energy, la filiale britannique d'EDF, la décision finale d'investissement est proche. Ni le retard du chantier de Flamanville ni les difficultés financières d'AREVA n'ont d'incidence sur le projet. Le tour de table sur le financement progresse normalement, EDF prévoit de détenir 45 à 50%, les Chinois CGN et CNNC de l'ordre 30% et AREVA 10%. Le calendrier de construction jugé réaliste conduit à une mise en service des deux premières tranches EPR en 2023. A noter que Greenpeace Energy (fournisseur d'énergie verte allemand) entend contester le feu vert de la Commission Européenne dès sa parution au journal officiel, rejoignant par-là l'intention de la Chancellerie autrichienne.

Dans l'intervalle EDF Energy compte maintenir en exploitation les 8 tranches nucléaires qu'elle contrôle actuellement. C'est ainsi qu'elle investit dans la prolongation de la durée de vie de Dungeness B (2 AGR de 520MW) et de Sizewell B (PWR de 1198 MW).

Moorside : Il s'agit d'un projet de construction près de Sellafield de 3 réacteurs Westinghouse AP 1000 mené par NuGeneration LTD, consortium ad hoc créé par Toshiba et Gdf-Suez. Un accord est intervenu avec le Trésor britannique pour permettre à NuGen l'accès au « guarantee scheme », instrument destiné à soutenir les importants projets d'infrastructures créé en octobre 2012 et dont bénéficie déjà le projet EPR d'Hinkley Point.

Westinghouse, racheté par Toshiba, est déjà présent en Grande Bretagne depuis le rachat à BNFL de l'usine de fabrication de combustibles de Springfield.

Wylfa

Les chambres haute et basse britannique ont approuvé à l'unanimité le projet présenté par Hitachi Nuclear Power LTD de construire 2 réacteurs ABWR sur chacun des sites de Wylfa et Oldbury on Severn. Pour le site de Wylfa, Horizon Nuclear Power, la filiale Hitachi en charge du projet, a signé un accord avec l'Office of Nuclear Safety lui permettant d'anticiper la commande de certains composants dont la cuve.

En Belgique, beaucoup d'incertitudes

Le nucléaire belge cumule les incertitudes, tant réglementaires que techniques :

La loi sur la sortie du nucléaire en 2025, légèrement amendée, limite à 40 ans la durée d'exploitation des tranches, à l'exception de Tihange 1, ce qui conduit au calendrier d'arrêt suivant :

- 2015 : Doel 1 et 2
- 2022 : Doel 3
- 2023 : Tihange 2
- 2025 : Tihange 1 et 3 et Doel 4.

Le nouveau gouvernement prévoit de remettre en cause cette obligation en repoussant à 50 ans la limite actuelle fixée par la loi. Electrabel est prêt à faire les investissements nécessaires, sous réserve d'un contexte législatif stable qui ne puisse être remis en cause à chaque changement de gouvernement.

Actuellement 3 réacteurs sont à l'arrêt :

- Tihange 2 et Doel 3 dont les anomalies constatées sur les parois de la cuve sont loin d'être élucidées.
- Doel 1 arrêté en février pour satisfaire à l'obligation légale des 40 ans sur laquelle le gouvernement souhaite revenir.

Doel 4, arrêté en août dernier à la suite d'une perte importante d'huile qui a gravement endommagé la turbine -on parle de sabotage et une enquête est en cours- a pu redémarrer en décembre. Electrabel a mis le paquet pour disposer de ce réacteur avant l'hiver car la situation devenait extrêmement critique pour le réseau belge et ceux de ses voisins.

Hongrie : vers une prolongation de 30 à 50 ans pour les 4 VVER 440 russes en service

Après Paks 1, Paks 2 vient de recevoir l'accord de l'Autorité de Sûreté hongroise pour prolonger de 20 ans sa durée de d'exploitation. L'électricien considère que l'autorisation sera étendue à Paks 3 et 4 qui pourront ainsi produire de l'électricité jusqu'en 2036 et 2037. La Centrale de Paks est importante pour le pays car elle fournit plus de la moitié de l'électricité consommée.

Au niveau politique la position pro-russe du premier ministre pose des problèmes à l'Europe (notamment sur le sujet ukrainien). Mais la Hongrie a, du coup, bénéficié de conditions très favorables pour la construction de deux nouveaux réacteurs russes à Paks. La Commission Européenne mène une enquête sur la validité du contrat passé avec Rosatom, tandis que l'Agence d'approvisionnement d'Euratom examine le contrat combustible, qui prévoit le retour en Russie des combustibles usés.



Centrale de Paks (Hongrie)

Photo Paksi Atomcomu Rt

Russie : Lancement d'un prototype VVER de 600 MW

Rosatom a annoncé la construction sur le site de KOLA (région de Mourmansk) d'un prototype VVER de 600 MW. Basé sur l'expérience de la construction en cours en Russie de 5 VVER 1200 AES 2006, il permettra d'approvisionner en électricité des régions reculées et complètera la gamme russe à l'export. Le site de Kola comprend aujourd'hui 4 réacteurs VVER 440 assez anciens dont le premier a démarré en 1973.

C'est surtout à l'export que la Russie continue de tisser sa toile, chaque déplacement de Vladimir Poutine étant l'occasion de vendre le nucléaire russe et de conclure des accords avec financement à la clef. C'est ainsi que les liens avec l'Inde ont été consolidés (cf plus loin) et que des accords ont été passés pour lancer la construction de 2 réacteurs sur le site d'El Dabaa en Egypte.

Chine : Les mises en service se succèdent

Fangjiashan 2, de type chinois CPR 1000 a été connecté au réseau en janvier 2015, deux mois à peine après la tranche 1. Leur construction aura duré moins de 6 ans. La Chine compte maintenant 23 réacteurs en service.

Par ailleurs, le concept de réacteur avancé ACP 100 a passé avec succès l'examen générique de sûreté de l'AIEA (GRSR : Generic Reactor Safety Review).

Tandis que les entreprises françaises renforcent leur présence :

EDF et Areva ont conclu de nouveaux accords stratégiques avec des partenaires chinois à l'occasion de la visite officielle du Premier Ministre Valls en Chine. Pour AREVA il s'agit en particulier d'une déclaration d'intention avec CNNC en vue de la création d'une co-entreprise dans le domaine de la logistique nucléaire. Sont principalement visés les transports de combustibles usés de CNNC par voies maritime, ferroviaire ou routière et la prise en charge de la logistique correspondante. Jean Bernard Levy (EDF) et Philippe Varin (COGEMA) se sont par ailleurs rendus à Taishan où ils ont pu constater le bon avancement du chantier des deux EPR.

Taiwan : La construction de Lungmen est suspendue

Les autorités taiwanaises ont approuvé la demande de Taipower de suspendre la construction des deux tranches ABWR de 1200 MW. La construction a démarré en 1999 pour un démarrage prévu en 2006. De nombreux obstacles ont retardé le projet qui a été l'objet de violentes manifestations antinucléaires depuis Fukushima. Un référendum national est envisagé.

Inde : Elargissement de la coopération avec la Russie

A l'occasion de la visite de Vladimir Poutine en Inde, la coopération nucléaire entre les deux Etats a été renforcée. Elle vise notamment la construction de 12 nouvelles tranches russes dans les 20 prochaines années et l'implication de l'industrie indienne par le biais de coentreprises. Dans la foulée un contrat a été passé entre NPCIL et Atomstroieexport pour la construction de 2 nouvelles tranches à Kandukulam.

Le VVER 1000 Kandankulam 1 a fini par entrer en exploitation commerciale le 31 décembre après un démarrage laborieux : La construction était achevée en 2011. C'est d'abord les protestations consécutives à l'accident de Fukushima qui ont conduit à un report de près de deux ans. La tranche a divergé en juillet 2013 mais il a fallu 18 mois pour atteindre l'exploitation commerciale, suite à différents ennuis techniques, en particulier sur la turbine. La deuxième tranche devrait diverger en avril 2015.



Les tranches 1 et 2 de Kandukulam

Corée du Sud: Shin Wolson 2 a été connecté au réseau

Il s'agit de la 24ème tranche en service et le dernier OPR 1000 construit. La Corée passe maintenant à l'APR 1400 toujours basé sur l'évolution du system 80+ racheté à Combustion Engineering. 4 réacteurs de ce type sont en construction en Corée, et doivent entrer en exploitation d'ici 2018. Il est prévu de lancer 4 autres réacteurs dans les prochaines années.

A l'export, le premier test des constructeurs coréens est celui des Emirats Arabes Unis où 4 réacteurs de même type sont en construction sur le site de Barakah (sic !). L'électricien ENEC

indique que l'unité 1 est réalisée à 61% et démarrera en 2017 les unités 2 et 3 devant suivre en 2018 et 2019. Les travaux préparatoires sont en cours pour l'unité 4.



Le chantier de Barakah

Par ailleurs, le constructeur coréen KHNP a soumis à la NRC une demande révisée de certification de L'APR 1400 pour les Etats Unis.

Japon : Nouveaux pas vers le redémarrage.

L'autorité japonaise a délivré le 12 février à Kansai l'autorisation définitive de procéder à des travaux de rééquipement des 2 réacteurs Takahama 3 et 4, les 2 plus récents du site. Cette autorisation suit celle donnée en juillet à Kyushu pour Sendai 1 et 2, où la population et le gouverneur ont approuvé en novembre et décembre la reprise de l'exploitation de ces deux tranches.

Actuellement, sur les 48 réacteurs japonais, 19 ont fait l'objet d'une demande de mise en service.

Etats Unis : Mise à l'arrêt définitif de Vermont Yankee

Vermont Yankee, réacteur BRW General Electric démarré en 1972, a été mis à l'arrêt en décembre. Quelques données sur son démantèlement ont été publiées :

- L'installation sera totalement confinée en avril 2016
- Le combustible restera entreposé à sec sur le site jusqu'en 2052
- Le démantèlement des gros composants aura lieu de 2069 à 2075
- Le coût du démantèlement prévu est de 1,24 milliards de dollars US.

Afrique du Sud : Le lancement d'un appel d'offres est proche.

Le président Zuma a confirmé, lors du discours sur l'état de la nation, qu'il mettrait en œuvre l'« Integrated Resources Plan » qui prévoit la construction d'une capacité nucléaire de 9600 MW sur 6 à 8 réacteurs. La short list comprend les fournisseurs des 5 pays qui ont signé récemment des accords cadre avec l'Afrique du Sud : La Chine, la Corée du Sud, les Etats Unis, la France et la Russie.

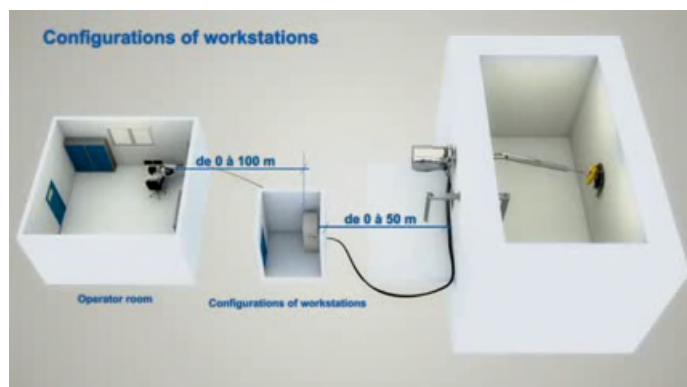
[Retour haut ↑](#)

L'aval du cycle et le démantèlement

Jacques Simonnet

RECYCLAGE

- Les usines de La Hague continuent à produire normalement. Avant les annonces relatives à la situation générale d'AREVA, la direction de l'Établissement a présenté en comité d'entreprise un plan d'amélioration continue destiné à améliorer la compétitivité. Ce plan prévoit le non-renouvellement d'environ 100 postes par an dans l'activité recyclage, qui seraient compensés par une augmentation correspondante des effectifs liés aux activités de démantèlement. Cette annonce a suscité une inquiétude qui a entraîné des mouvements sociaux.
- Les 600 télémanipulateurs maître-esclave du site de La Hague vont être progressivement remplacés par des bras motorisés télécommandés plus puissants du type Terman. La commande de ces bras peut être déportée à des distances importantes et ils peuvent être programmés pour des tâches délicates ou répétitives. C'est un élément de progrès significatif pour la maintenance des usines.



Le bras Terman et les possibilités d'implantation de sa commande

- AREVA a livré au mois de décembre à la centrale des Gravelines le 4000^{ème} élément combustible MOX destiné à EDF. Ces éléments sont issus du traitement de plus de 13 000 tonnes de combustible irradié (de 25 à 30 000 éléments combustibles) et ont permis de recycler plus de 130 tonnes de plutonium.
- Le projet de budget du DOE pour l'année fiscale 2016 prévoit 345 millions de dollars pour l'usine MFFF de Savannah River de fabrication de MOX destinée à recycler 34 tonnes de plutonium militaire sans emploi. L'utilisation de ces fonds sera tributaire des travaux exécutés pendant l'année fiscale 2015 : le DOE a mandaté un organisme de recherche financé par le gouvernement fédéral pour établir des prévisions de coût et de délai et analyser des solutions alternatives pour éliminer le plutonium, solutions qui avaient évidemment été considérées avant le lancement du projet. Une évaluation conduite indépendamment par le corps des ingénieurs de l'armée a récemment conclu que le coût total du projet jusqu'à son accomplissement en 2027-2031 s'établirait entre 10 et 13 milliards de dollars en y consacrant un budget annuel de 500 millions de dollars.

- Le Japan Times annonce que les MOX importés au Japon ont dans certains cas coûté 9 fois plus que les combustibles conventionnels. La livraison en 2013 de 20 éléments à Kansai est chiffrée à 6.82 M€ par élément à comparer à un coût unitaire de 760 026 € pour 60 éléments conventionnels livrés par les USA pour les mêmes réacteurs. Les 5 compagnies concernées (Tepco, Kansai, Shikoku, Chubu et Kyushu) ne publient pas leurs coûts et n'ont pas fait de commentaire. Il est permis de remarquer que cette comparaison n'est pas tout à fait justifiée puisque d'un côté le prix du combustible MOX prend en compte tous les surcoûts liés à la nature du plutonium et de l'autre ne tient pas compte du coût de l'approvisionnement de l'uranium enrichi contenu. L'arrêt des réacteurs japonais a repoussé à une date indéterminée le moxage de 16 à 18 réacteurs qui reste cependant l'objectif d'après la fédération des électriciens japonais
- Taiwan Power Co a lancé un appel d'offres international pour le retraitement de 1200 éléments combustibles provenant des réacteurs de Chin Shan et Kuosheng pour lequel il aurait budgété 357 M\$. Il y a une certaine urgence, car les entreposages de ces réacteurs devraient être saturés dès le début de 2016 et l'exploitation ne pourra pas être poursuivie si de la capacité n'est pas libérée. Taipower ne compte pas rapatrier en particulier l'uranium et le plutonium séparés, bien qu'il en reste propriétaire, mais compte sur le prestataire retenu pour entreposer et écouler commercialement (et pacifiquement) ces produits. Les déchets seraient en revanche retournés à Taipower après 20 ans, alors que le sort des produits de fission n'apparaît pas clairement. Si l'appel d'offres se déroule normalement, ce qui paraît assez peu probable du fait du contexte politique de Taïwan, 300 éléments pourraient être expédiés dès la fin de 2015.
- L'usine écossaise de retraitement des déchets nucléaires Dounreay Site Restoration a renvoyé fin décembre au site d'entreposage belge de Belgoprocess (situé à Dessel) sa 21^{ème} et dernière cargaison de déchets nucléaires retraités, déchets issus du réacteur de recherche belge BR2, exploité par le Centre d'étude de l'énergie nucléaire (SCK CEN) de Belgique. Cette cargaison consistait en 3 conteneurs de déchets cimentés. SCK CEN avait signé, dans les années 1990, avec l'Agence de l'énergie atomique du Royaume-Uni (UKAEA), un contrat portant sur le retraitement du combustible usé issu de cette unité de recherche. Au terme de ce contrat, 240 éléments combustibles ont été expédiés à Dounreay entre 1993 et 1994 et 123 conteneurs de déchets cimentés auront été renvoyés à Dessel depuis 2012.

DÉMANTÈLEMENT

- Le gouvernement britannique, via la NDA (Nuclear Decommissioning Authority) a considéré que le démantèlement du site de Sellafield du fait de sa complexité et des incertitudes ne pouvait pas être confié à un maître d'œuvre privé unique. Il a en conséquence annulé le contrat de 11.5 milliards d'Euros qu'il avait confié en 2008 et prolongé pour 5 ans en 2013 au consortium Nuclear Management Partners (NMP). Dans la nouvelle organisation, c'est NDA qui assurera la maîtrise d'œuvre, en se faisant assister par un « partenaire stratégique » privé, qui aura une mission de conseil et d'assistance. AREVA fait partie de NMP à hauteur de 20% mais tirait jusqu'à présent peu de revenus de ce contrat, ce qui ne l'empêchait pas de se positionner sur d'autres contrats relatifs à ce site (voir ci-dessous). AREVA étudie la décision du gouvernement afin de définir le meilleur positionnement futur.

- AREVA associé à Atkins et Mace dans le consortium AMA a signé un contrat pour environ 1.7 milliards de livres sterling pour le projet Silo Direct-encapsulation Plant destiné à conditionner les déchets magnésiens issus du traitement des combustibles Magnox et contenus dans les Magnox Swarf Storage Silos. Cet atelier met en œuvre des unités de cimentation et d'évaporation pour les effluents liquides. Les deux millions de litres d'effluents contaminés dans lesquels les solides étaient immergés ont été pompés et remplacés par de l'eau propre, ils sont donc prêts pour le traitement par évaporation.

« Les Magnox Swarf Storage Silos à Sellafield »



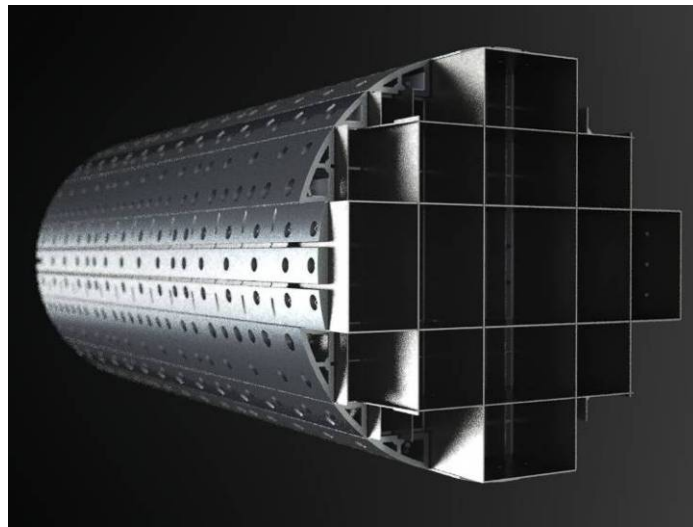
- L'ASN, par une décision prise en décembre 2014, impose à AREVA un calendrier très précis pour le reconditionnement, d'ici à l'échéance de 2030, des déchets issus de l'ancienne usine de retraitement. Tout retard par rapport à la soixantaine d'étapes prévues exposerait AREVA à des sanctions. L'ASN entend ainsi mettre fin aux retards apportés selon elle à la mise en œuvre de ces conditionnements, retards imputables pour partie, selon AREVA, à l'ASN elle-même qui aurait tardé à approuver certains dossiers.
- L'autorité de sûreté britannique (ONR) a confirmé que l'exploitant Magnox avait libéré de tout combustible le site du réacteur graphite-gaz de Sizewell A. C'est une étape importante pour la poursuite du démantèlement de ce réacteur, puisque les conséquences d'un éventuel accident sont ainsi considérablement réduites.
- Fin 2014, au sein du Laboratoire Commun de Vitriification CEA-AREVA à Marcoule, un premier essai de fusion verre/métal réalisé à l'échelle réelle a permis de démontrer la première étape d'un nouveau procédé "PIVIC" (Procédé d'incinération, vitrification in can) pour le traitement des déchets alpha (déchets mixtes contenant des matières organiques et métalliques, contaminés en plutonium).

ENTREPOSAGE

- EDF a indiqué fin décembre 2014 que les travaux sur le chantier du site d'entreposage de déchets nucléaires (ICEDA) implanté sur le site de la centrale de Bugey (Ain) reprendront en avril 2015 après plus de trois ans d'interruption. La reprise fait suite à une décision de la justice administrative qui est revenue sur l'annulation en décembre 2011 du permis de construire délivré par le préfet de l'Ain. La mise en service est prévue pour 2017. ICEDA permettra, dans l'attente d'installations de stockage, d'entreposer pour une durée maximale de 50 ans des déchets de très faible activité issus du démantèlement ou de la maintenance des centrales. Son ouverture permettra en particulier de poursuivre les travaux de démantèlement de la centrale de Brennilis actuellement bloqués faute d'un exutoire pour ce type de déchets.
- L'Allemagne est confrontée au problème de la gestion de ses déchets, en particulier ceux résultant du traitement des ses combustibles à l'étranger. La loi de 2013 a en effet interdit l'accueil de nouveaux colis dans l'installation d'entreposage de surface à Gorleben qui avait été construite pour les accueillir (et qu'il ne faut pas confondre avec le projet de stockage souterrain en couche de sel de même nom qui se trouve à proximité et qui est actuellement abandonné). Les centrales qui ont produit les déchets sont tenues de les reprendre et de les entreposer. Encore faut-il qu'elles aient la place et l'autorisation, ce qui n'est pas le cas de la centrale de Brunsbüttel par exemple dont

la licence a été annulée en juin 2013 pour n'avoir pas convenablement évalué le risque d'une attaque terroriste sur ses installations (une dérogation lui permet de garder sur place jusqu'en 2018 les conteneurs déjà entreposés). Par ailleurs, les électriciens refusent de payer la facture dans la mesure où ils ont déjà payé les installations de Gorleben, et le gouvernement fédéral et les Länder se renvoient la balle, alors que la facturation de l'entreposage des 5 conteneurs Castor se trouvant à la Hague et des 21 se trouvant à Sellafield coûte très cher à l'Allemagne.

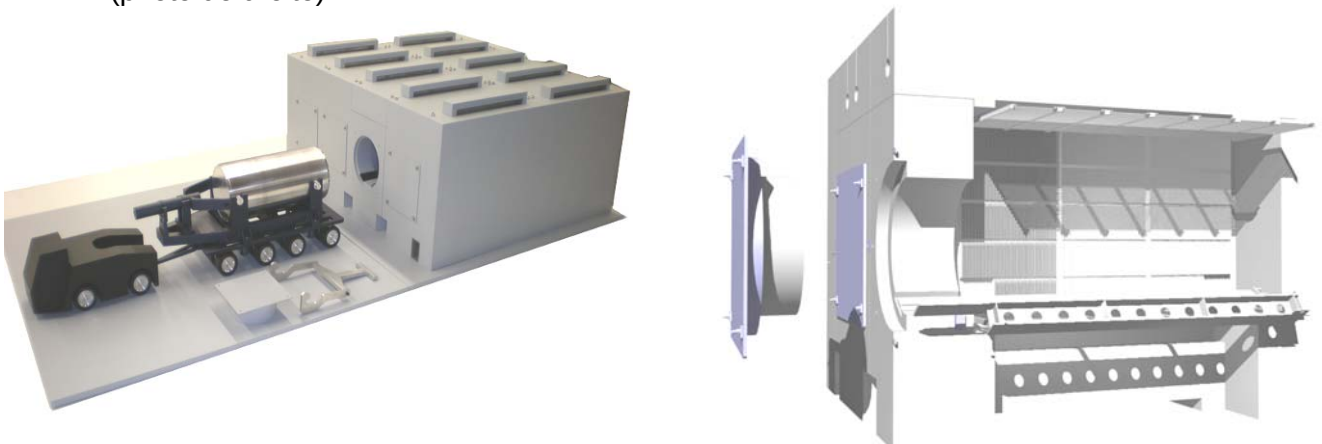
- NuHoms[®], filiale d'AREVA TN, a demandé à la NRC en décembre 2014 d'approuver un système d'entreposage optimisé EOS (Extended Optimized Storage) destiné à ses clients américains. Le canister d'entreposage (DSC) capable de recevoir 89 assemblages BWR ou 37 assemblages PWR à haut taux de combustion est réalisé en acier inoxydable Duplex, qui combine des structures moléculaires austénitiques et ferritiques. La demande porte également sur un programme de surveillance du vieillissement pour l'entreposage de combustibles à haut taux de combustion analogue à celui qui a été accordé à NUHOMS[®] à titre isolé en novembre 2014 pour l'entreposage de Calvert Cliff.



Le panier intérieur EOS du conteneur DSC du système NUHOMS[®]

Le système NUHOMS[®] est très peu connu en France : il consiste en

- 1) un système de chargement des canisters métalliques en piscine, le soudage du couvercle, le séchage de la cavité et sa mise sous hélium, et le transport sur site du canister placé dans un emballage (photo de gauche) ;
- 2) un système d'entreposage sur site dans une structure en béton, équipée de rails sur lesquels le canister est glissé au moyen d'un vérin hors de l'emballage de transport (photo de droite).



Au cours des 15 dernières années près de 900 de ces systèmes ont été vendus et chargés aux États-Unis.

- Holtec International, qui fournit de nombreux équipements pour réacteurs et concurrence AREVA TN pour l'entreposage, a enlevé auprès de l'électricien ukrainien Energoatom le marché pour la fourniture des 94 premiers systèmes d'entreposage à installer dans le Central Used Fuel Storage Facility (CSFSF) à construire sur le site de Tchernobyl, les suivants devant être produits sur place. Cette installation, qui devrait être terminée en 2021, avec une première tranche mise en service en 2018, est destinée à recevoir les combustibles usés de 9 des 15 réacteurs ukrainiens.

STOCKAGE

- Dans le cadre de la longue histoire du site de stockage de Yucca Mountain, la NRC vient de publier les deux derniers volumes de son évaluation du dossier de sûreté de ce projet qui en comporte 5. La NRC souligne que la fin de cette publication ne représente pas une décision ni pour ni contre l'autorisation. Mais pour l'heure, la NRC maintient son avis défavorable à la délivrance du permis de construire dans la mesure où le département de l'Énergie (DoE), porteur du projet, n'a pas rempli les exigences liées aux réglementations foncière et aquatique et qu'il n'a pas effectué une étude d'impact environnemental supplémentaire, comme la NRC l'avait demandé lors de la publication d'un des premiers volumes en novembre 2014.
- Dans le même registre, l'électricien Entergy, qui avait obtenu à la suite d'un procès intenté au DoE un dédommagement pour les frais liés à l'entreposage des combustibles de son réacteur de Pilgrim entre 1999 et 2008, alors qu'il avait alimenté le Nuclear Waste Fund et que le DoE ne lui avait pas fourni le service correspondant, vient d'intenter un nouveau procès pour les frais occasionnés entre janvier 2009 et septembre 2014. Ceci dans un contexte où la piscine du réacteur est pleine, alors qu'elle avait été « rerackée » pour recevoir 3300 éléments combustibles au lieu des 800 prévus d'origine, ce qui nécessite maintenant d'évacuer les combustibles vers des conteneurs d'entreposage à sec.
- L'autorité finlandaise de sûreté nucléaire (STUK) a donné le 12 février son feu vert à la construction, par l'opérateur Posiva, d'un centre de stockage et d'une usine d'encapsulation des déchets nucléaires pour lequel la demande d'autorisation de construction avait été déposée en décembre 2012. Posiva envisage de demander au gouvernement une licence d'exploitation vers 2020.
- L'ASN a publié ses recommandations à l'ANDRA pour la rédaction du dossier de sûreté du stockage géologique CIGEO. L'ASN précise que le dossier devra couvrir toutes les installations et présenter explicitement les objectifs, les concepts et les principes retenus pour assurer la sûreté des installations sur le long terme et dans toutes leurs phases de vie : conception, construction, exploitation, fermeture définitive, démantèlement, entretien et surveillance, ce qui n'est somme toute qu'un rappel de la loi. Pour ce qui est de la réversibilité, l'ASN précise que deux aspects différents doivent être pris en compte, d'une part l'adaptabilité, c'est-à-dire la faculté de modifier les options prévues dans les différentes phases, d'autre part la possibilité de reprendre les déchets stockés pendant une période donnée.

[Retour haut ↑](#)

Durée de vie des réacteurs nucléaires Français

François Justin

Les 58 réacteurs nucléaires électrogènes construits et exploités en France ont entre 14 et 37 ans de production. Il a été consigné dans leurs Décrets d'Autorisation une durée d'exploitation de 40 ans. Est-ce à dire que ce chiffre magique est à prendre sans aucune discussion ? Ce qui suit n'a pas la prétention de décrire ce qui se passera dans les 10 ou 50 prochaines années, mais seulement de faire comprendre que la problématique est complexe et ne peut être traitée sans une réflexion sur tous les aspects de la production d'énergie électrique.

De même que les voitures subissent des contrôles techniques qui entraînent des mises à niveau des organes de sécurité, les centrales nucléaires sont inspectées en profondeur sous l'œil attentif des **Autorités de Sûreté Nucléaire** et de leurs appuis techniques tous les 10 ans. Et l'attention de ces Autorités est constante : lorsqu'une anomalie a été détectée dans une installation du même type, si un incident a été observé, et aussi après des visites inopinées pour vérifier la qualité de l'entretien, de l'exploitation... Jusqu'où peut-on aller ainsi ?

Les États-Unis d'Amérique ont longtemps constitué notre modèle via la licence qu'ils nous avaient vendue pour les réacteurs à eau pressurisée. La France a ensuite « francisé » la filière sans modifier la **durée de fonctionnement de 40 ans** qui semblait loin ! Plus de 30 réacteurs ont maintenant dépassé 30 ans, et 2 s'approchent de 40 ans ! Mais que font donc les Américains en matière de durée de vie ? Après des analyses approfondies, consistant principalement à vérifier périodiquement que l'installation est dans le même état qu'au moment de l'autorisation initiale, ils ont décidé que l'âge de 60 ans leur paraissait raisonnable. Par ailleurs, une analyse des marges de conception des installations leur ont permis d'augmenter la puissance nette de leurs centrales nucléaires, alors que ce sujet est considéré « inconvenant » en France. Pourquoi ? Les gains de production de 5 à 10 % se chiffrent en milliards de \$ aux USA. En France, l'Autorité de Sûreté a une conception très différente : celle-ci s'assure qu'une installation ancienne présente le même niveau de sûreté que des installations plus récentes, et assortit toute autorisation de poursuivre d'exploitation de multiples conditions, dont des *mises à niveau* à intervalle régulier de 10 ans.

Par ailleurs, en France, l'**accident de Fukushima au Japon en 2011** a constitué un électrochoc pour toutes les personnes travaillant sur la Sûreté : malgré une bonne résistance des 4 réacteurs à eau bouillante au fort séisme à court terme, le tsunami (vague monstrueuse de plus de 10 mètres de haut qui a suivi le séisme) a détruit les installations de refroidissement du combustible dégageant sa puissance résiduelle, et sa fusion partielle en a résulté. A noter qu'aucune victime directement imputable à la radioactivité n'a été observée, alors que le tsunami a submergé une vaste étendue et causé près de 20 000 morts. Outre la mise hors service de quatre réacteurs, le principal dommage vient de l'évacuation massive des populations des zones sur des critères de distance par rapport aux réacteurs accidentés, puis de pollution par les produits radioactifs relâchés et l'arrêt depuis bientôt 4 ans de toutes les centrales nucléaires du pays qui produisaient environ 30 % de l'électricité de l'archipel. Le Japon est donc actuellement complètement dépendant des énergies fossiles. A noter que

certains territoires ont été réoccupés avec beaucoup de précautions en fonction de la dépollution effectuée ; certains habitants ont refait leur vie ailleurs et ne souhaitent pas revenir.

Cette situation de combinaison de plusieurs agressions externes était auparavant considérée partout dans le monde comme « hors dimensionnement » par les autorités de sûreté. En France, il était exigé la tenue au « séisme majoré de sûreté », c'est-à-dire au-delà des séismes observés dans la région. La conjonction avec une autre situation externe était jugée trop improbable pour être considérée. Autant des tsunamis de forte amplitude ont été observés au Japon en des temps pas si anciens, mais la mémoire n'en est pas restée pour les côtes françaises, bien que des occurrences dans le Midi semblent possibles à des spécialistes ; de toute façon, il n'y a pas de centrales côtières dans le Midi.

La réflexion s'est donc concentrée depuis l'accident de Fukushima sur la conjonction de différentes conditions extrêmes, sans donner de scénarios précis, conduisant à la perte du refroidissement normal et de secours du combustible. Il en a résulté une liste précise de mesures à prendre sur les réacteurs en service, au plus tard lors de leur prochaine visite décennale :

- La cuve contenant le combustible doit être dans l'état spécifié par les Autorités, ainsi que l'enceinte en béton confinant d'éventuelles fuites de produits radioactifs
- La piscine contenant le combustible irradié doit le maintenir sous eau pour le refroidir. Bien sûr, sa structure doit résister aux séismes, à des explosions...tout en assurant l'alimentation en eau de refroidissement de ces combustibles.
- La perte du refroidissement normal et de secours doit être compensée par une source froide d'ultime secours avec une retenue d'eau, ou un pompage dans la nappe phréatique. L'arrosage en circuit fermé dans le bâtiment du réacteur doit retenir la pollution et abaisser la pression en cas de fusion du combustible.
- L'alimentation électrique d'ultime secours doit être réalisée par des groupes diesel de puissance, dans un bâtiment résistant aux séismes.
- Une salle de contrôle déportée « bunkerisée » et résistant aux séismes doit permettre au personnel de se replier, continuer à piloter les organes de sécurité et assurer la communication avec l'extérieur. Bien entendu, nourriture et logement sont prévus dans ce bâtiment pour cette équipe.
- Enfin, une Force d'Action Rapide Nucléaire est constituée, comprenant 300 agents répartis sur 4 centres répartis en France, qui peuvent intervenir en moins de 24 heures sur n'importe quel réacteur français et disposant de moyens lourds: pompes, groupes électrogènes, engins de levage... pour assurer l'alimentation en eau et électricité du site concerné.

Cet ensemble de mesures a un coût estimé à 10 milliards d'euros.

Bien sûr, indépendamment de ce qui précède, le remplacement de gros composants comme des générateurs de vapeur, des tuyauteries, voire l'alternateur, sont à prévoir, pour un coût estimé à 15 milliards d'euros pour l'ensemble du parc.

La protection renforcée contre l'incendie, les risques dus à l'environnement, tels que tempêtes, sécheresse, grande chaleur ou grand froid devrait coûter environ 10 milliards d'euros pour l'ensemble des réacteurs.

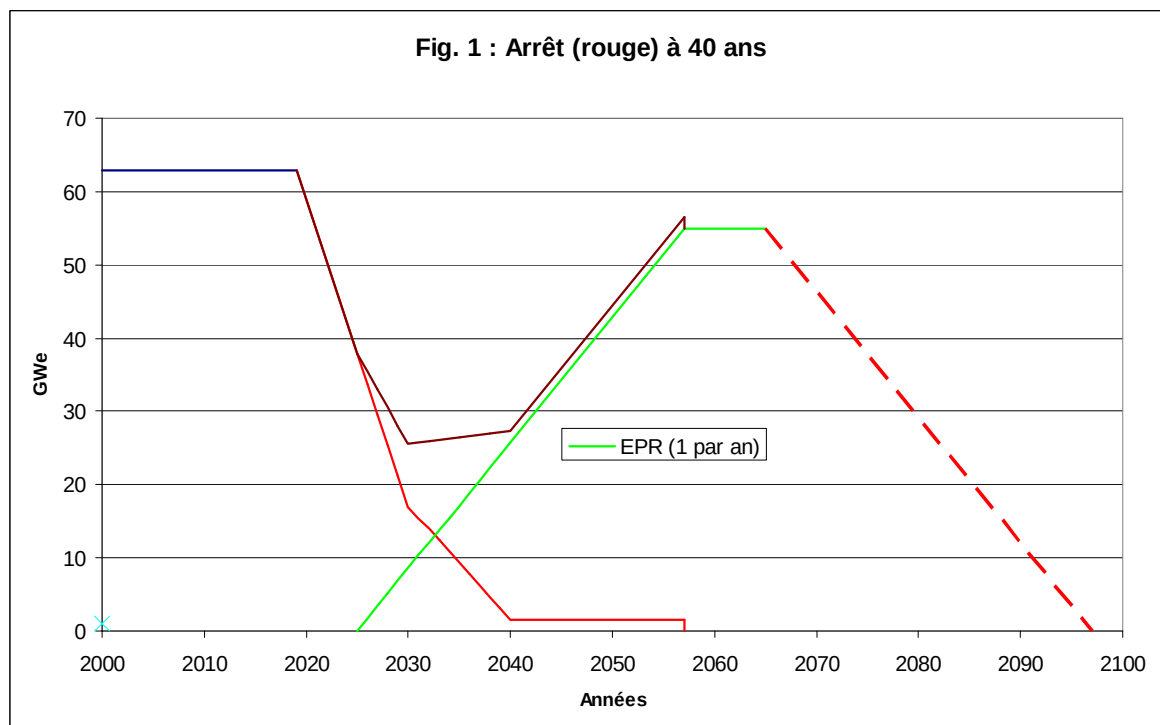
Enfin, la mise à niveau des centrales au cours des opérations de maintenance coûterait jusqu'à 20 milliards d'euros pour le parc, l'objectif étant de se rapprocher du modèle « EPR Flamanville » ; ce modèle a en effet la caractéristique de disposer d'un récupérateur de combustible fondu ayant traversé la cuve. A noter pourtant que ce réacteur prototype idéal n'a pour l'instant pas d'expérience d'exploitation. Le premier en service au monde pourrait être chinois ! L'EPR Flamanville pourrait démarrer fin 2017. En Finlande, les Autorités de sûreté sont confrontées à une première de cette complexité et leur formation *sur le tas* ralentit le dialogue, ce qui explique une grande partie du retard. Si on estime qu'il faut 5 ans pour avoir des retombées notables d'exploitation, il risque d'y avoir des ajustements jusqu'en 2022 sur le parc français. Rappelons de plus qu'il a été question d'un 2^{ième} EPR en France et que deux EPR ont été commandés par les Britanniques à EDF, ce qui tend à présumer une expérience positive future.

On arrive donc à un coût total estimé à **55 milliards d'euros pour le parc**, soit environ 1 milliard d'euros pour chacun des 58 réacteurs français : ce plan global est connu comme le programme de grand carénage. Ce coût est-il tenable ? Un calcul simple (simpliste?) montre qu'un crédit à 5 % sur 10 ans (durée supposée d'amortissement) amènerait le prix du mégawatt heure de 50 € à 70 € environ. Cette dernière valeur serait atteinte si tous les chantiers étaient simultanés, ce qui est pessimiste, les chantiers seraient plutôt décalés. Il ne faut pas oublier que le nucléaire est le troisième secteur industriel après l'automobile et l'aéronautique ; et l'on estime que les retombées en termes d'emplois de ces 55 milliards d'euros amèneront à créer 100 000 emplois dans les 10 ans, ce qui est considérable dans l'atmosphère de crise actuelle. Ceci suppose bien sûr que les Autorités de sûreté autoriseront cette extension de fonctionnement de tous les réacteurs, or chaque cas est un cas particulier. Elles ont récemment déclaré qu'un premier avis serait donné fin 2015 ; cet avis donnera la liste des 4 ou 5 sujets essentiels et les dossiers attendus. Leur position générique pour l'ensemble du parc serait donnée en 2018. L'avis réacteur par réacteur serait donné à partir de 2020. Ce planning paraît très serré car la quatrième visite décennale de Tricastin 1 devrait se faire en 2019 ! Ceci concerne les prolongations d'exploitation à 50 ans, voire à 60 ans dans une seconde étape 10 ans plus tard.

Voyons plus en détail la **dynamique des arrêts de tranches**, une fois atteinte la durée d'exploitation fixée par les Autorités de Sûreté. De 1977 à 1985, 34 tranches de 900 Mwe ont été mises en service industriel, puis 14 tranches de 1300 Mwe de 1986 à 1989. Cela donnait 49,19 Gwe en 13 ans, soit une moyenne de 3783 Mwe par an. Si l'on veut remplacer ces tranches par des EPR type Flamanville, à supposer qu'on veuille garder la puissance installée au même total, il faudrait en construire plus de 2 par an !!! En plus, de 1990 à 2000 des tranches de 1300 à 1455 Mwe ont été ajoutées pour un total de 13,69 Gwe, ce qui conduit bien aux 63 GWE du total d'électricité nucléaire dont nous disposons au total; l'EPR de Flamanville ne devrait produire qu'à partir de 2017 au plus tôt. Rappelons que ce rythme très rapide était dû à la crise du pétrole de 1973 où le prix du baril avait explosé de 20 \$ à 120 \$, et la crainte politique d'une hémorragie de devises catastrophique. La mobilisation politique et industrielle a été d'une efficacité incroyable, arrivant à mettre en service jusqu'à 8 réacteurs pendant l'année 1981. Si l'on se tient à 40 ans d'exploitation, c'est à partir de 2017 qu'il faudrait arrêter les tranches à ce même rythme ! La figure 1 montre cette chute rapide que rien ne peut compenser : seule l'énergie de combustion de combustible fossile pourrait en compenser une faible partie, mais on entre dans la catégorie des énergies polluantes, non durables, importées et à effet de serre. Quant aux importations d'électricité, il ne faut guère y compter puisque la

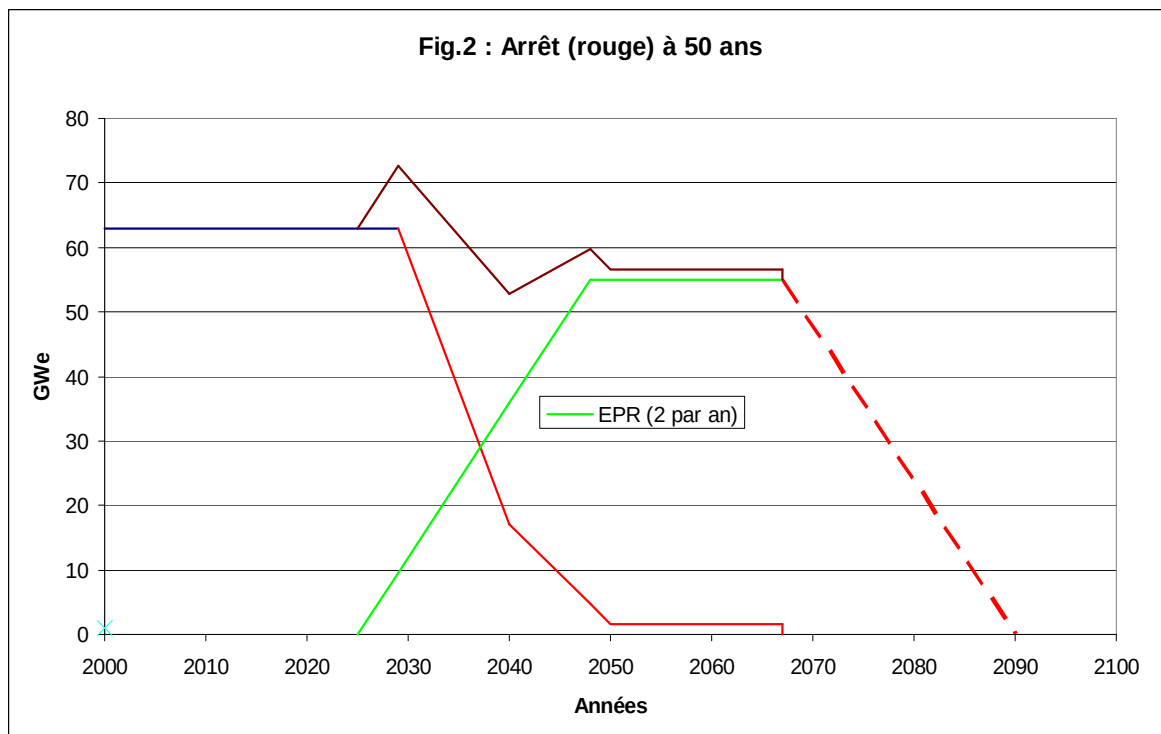
France est l'un des rares pays dont le bilan net est fortement exportateur en Europe (65 Twh en 2014).

Mais les énergies renouvelables ne pourraient-elles suffire ? En prenant les énergies annuelles totales en 2014 de l'éolien, du photo-voltaïque et de la bio-masse, on obtient 29,5 TWh, disponibles quand la météo est favorable, à comparer aux 415,9 TWh que le nucléaire fournit à la demande. Il faudrait multiplier par 14 la puissance disponible par les énergies renouvelables et mettre en place un système de stockage de cette énergie pour la rendre disponible à tout instant, d'ici 2019 au plus tard ! Aucune chance !



La figure 1 montre la chute très brutale que l'on appelle « effet falaise » de la puissance installée de 2020 à 2040 ; on a tracé en vert la contribution que pourrait avoir la construction annuelle d'un EPR de 1630 Mwe depuis la décision supposée en 2017, la mise en service en 2025 du premier EPR, jusqu'au 33ième EPR mis en service en 2057. Cet effort industriel remarquable ne permet pas d'éviter **un trou depuis 2017 pendant plus de 30 ans dans la disponibilité électrique** ; et même beaucoup plus d'EPR par an ne changerait pas grand-chose puisque la chute de production commencerait en 2017, alors que le décalage entre la décision de lancer des EPR en 2017 ne permettrait pas d'obtenir leur puissance avant 2025, en étant optimiste, donc un trou de 20 / 30 ans. On comprend bien qu'EDF ait d'ores et déjà commencé à lancer le plan de grand carénage sans certitude aujourd'hui de le mener à terme. Il se confirme ici que l'indécision des politiques à se prononcer sur ce qui dépasserait leur mandature impose de fait les décisions « avec le couteau sous la gorge », sans que ces décisions soient forcément optimales, et les opposants farouches au nucléaire portent une lourde responsabilité en ce sens, en faisant miroiter des solutions chères et d'une efficacité faible compte-tenu de leur coût : le photovoltaïque et l'éolien, dépendant des conditions météo, ne sont disponibles que 10 à 22 % du temps respectivement, d'après les statistiques officielles, et pas beaucoup plus si l'on se connectait aux pays limitrophes qui subissent les indisponibilités aux mêmes moments. De plus, à production électrique identique, ces énergies

renouvelables intermittentes demandent 5 à 50 fois plus de capitaux. Pour ce qui concerne l'effet sur le climat par l'effet de serre, le nucléaire ne produit pas plus de gaz carbonique que les éoliennes ou les cellules photovoltaïques, pour un coût de production bien plus faible.



Si les Autorités acceptaient de laisser poursuivre l'exploitation après la 4^{ième} visite décennale, les réacteurs actuels pourraient ainsi **produire de l'électricité pendant 50 ans**, ce qui donne une marge de 10ans. La figure 2 montre dans cette hypothèse que la construction de 2 EPR par an décidés en 2017 et mis en service à partir de 2025 (comme dans le cas précédent) jusqu'en 2050 avec le 33^{ième} EPR, permettrait de combler le trou précédent et aboutir à une situation stable. Bien sûr, ces courbes seraient à raffiner, car d'autres contraintes de disponibilité de matériaux, de production industrielle, et de compétences surtout, sont à mettre en ligne de compte. A noter que la situation serait stable jusqu'en 2075, qui marquerait le 50^{ième} anniversaire du premier EPR de cette série... Cette évaluation de « 30 à 35 réacteurs à construire d'ici la moitié de ce siècle » a déjà été évoquée par l'Administrateur Général du CEA Bernard Bigot. Et la ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie Ségolène Royal a très précisément déclaré : « Il faut programmer la construction d'une génération de réacteurs, qui prendront la place des anciennes centrales lorsque celles-ci ne pourront plus être rénovées ». Bien entendu, ce programme devra tenir compte des économies d'énergie qui seront faites par les technologies du futur et par la formation des consommateurs. Il faut aussi citer le coût mais aussi l'emploi créé par le démantèlement des réacteurs de la Génération II actuelle, et le conditionnement/stockage des déchets produits.

Et plus tard ? **La quatrième génération**, reprend en les améliorant les grandes lignes du programme des « réacteurs à neutrons rapides du CEA », qui a été développé depuis 1974 jusqu'en 2009. Cette expérience qui semble considérable doit toutefois être relativisée : un

« arrêt politique de Superphénix » a été voté, après des arrêts d'exploitation imposés par les Autorités pour produire des dossiers, ce qui faisait croire à un manque de fiabilité, jusqu'aux baisses successives de budget de Phénix, l'expérience a fondu avec les baisses d'effectifs. C'est donc la redécouverte qui a démarré en 2000 avec une impulsion internationale pour une meilleure utilisation de l'Uranium naturel et des améliorations des standards de sûreté. Pour faire simple, les réacteurs refroidis à l'eau utilisent environ 1 % de l'Uranium total, et l'on accumule des stocks gigantesques d'Uranium appauvri qui est quasi complètement utilisable dans les réacteurs à neutrons rapides, et avec le sodium comme caloporteur, la température élevée permet un rendement de 43 % au lieu de 34 % pour les EPR. Ce stock pourrait donc fournir 100 fois l'énergie obtenue avec les réacteurs à eau, quelques milliers d'années de production, grâce au cycle Uranium 238/Plutonium 239, amenant parfois les spécialistes de ces réacteurs à classer l'Uranium parmi les « énergies renouvelables ». Il va sans dire que ce cycle nécessitera le traitement du combustible pour en extraire le Plutonium et le recycler. Concrètement, la France s'est lancée dans un projet ASTRID (Advanced sodium technological reactor for industrial demonstration). Le chantier de ce prototype de 600 Mwe pourrait démarrer en 2017 sur le site de Marcoule, mais la réflexion « post-Fukushima » pourrait conduire à ne démarrer qu'en 2019 sa construction. Ensuite viendront les phases de suivi (et amélioration) de la conception. Le démarrage avec tous les essais et prises en compte des résultats d'exploitation, pour lancer un prototype industriel DEMO d'une puissance électrique de l'ordre de 1200/1600 Mwe. La grande inconnue est bien sûr le coût industriel des réacteurs de série. Enfin le programme devant relayer les réacteurs EPR à partir de 2075 si l'on se rapporte à la [figure 2](#), serait permis avec une décision en 2065. Là encore, l'économie et la politique seront aux premières loges...

Y a t-il d'autres options ?

L'autorisation de fonctionner jusqu'à 60 ans pour certains réacteurs actuels apporterait une souplesse notable à ce planning tendu, et surtout une économie considérable car il vaut toujours mieux continuer à exploiter un outil industriel que le détruire à grands frais !

En termes de réacteurs de troisième génération, un réacteur à eau de 1100 Mwe a été développé par Areva et le Japonais Mitsubishi Heavy Industries dont 4 exemplaires ont été vendus à la Turquie.

En revanche, une optimisation de l'EPR à laquelle travaillent ensemble EDF et AREVA pourrait-elle voir le jour ? Souhaitons-le !

Quelles sont les autres difficultés ?

Nous avons cité les aspects financiers de la mise à niveau des réacteurs en fonctionnement, mais il faudrait ajouter à terme les frais de décontamination, démantèlement et constitution en déchets de ces réacteurs après leur mise à l'arrêt définitif, ainsi que le coût du transport et du stockage de ces déchets. Le coût de ces opérations pourrait être de l'ordre du milliard d'Euros par unité, sans expérience transposable pour l'instant.

Pour la construction des EPR, les prix ont évolué de 3 à plus de 8 milliards d'Euros par unité, mais un effet de série pourrait donner 6 à 7 milliards d'Euros, multiplié par 33 unités ? Avec nos suppositions de maintien de la puissance électrique installée, mais le nombre de réacteurs pourrait baisser de quelques unités si en 2040 les efforts pour diminuer la demande d'électricité

portaient leurs fruits. De toute façon, la plupart des pays européens ont un coût de production d'électricité très supérieur au nôtre et nous ne ferions que nous en rapprocher !!

Un autre aspect important est le recrutement et la formation de personnel pour remplacer ceux qui arrivent en fin de carrière, mais aussi pour faire face aux nouvelles actions de démantèlement, et aussi à la construction de nouveaux EPR. Et, dans le grand futur, au-delà de 2050, la construction de réacteurs de 4ème Génération, réacteurs à neutrons rapides refroidis au Sodium. C'est sûrement plus de 100 000 personnes qu'il faudrait, mais l'enjeu énergétique serait un formidable remède à la crise et au chômage ambiants...

[Retour haut ↑](#)

Coûts de l'électricité Quels sont-ils ? Comment les comparer entre eux ?

Jean-Luc Salanave

Face à l'essor des renouvelables, les kilowattheures (kWh) nucléaires et hydrauliques sont-ils toujours les moins chers en 2015? Parti de très haut, le coût du kWh photovoltaïque dégringole. A combien est-il ? Comment le comparer au kWh nucléaire: comment notamment chiffrer le coût de l'intermittence, les coûts de substitution, celui des perturbations de tension et de fréquence du réseau, les charges futures de démantèlement des cellules photovoltaïques? L'éolien terrestre a vu lui aussi ses coûts baisser et devenir presque compétitifs mais ils semblent ne plus faire de progrès. Quant à l'éolien marin il reste un peu plus cher, mais présente des marges d'amélioration et ne demande qu'à se développer. Pendant ce temps les énergies carbonées vivent une « embellie » grâce à la baisse des prix du pétrole, du charbon et du gaz, tirés vers le bas notamment par la « ruée vers les gaz de schiste » initiée par les Etats-Unis ; et puis il faut noter que les taxes sur le CO2 sont encore très timides. Bref comment s'y retrouver, comment comparer les nombreux coûts de production de la fée électricité?

Les prix

Avant d'aborder la question des **coûts** de l'électricité, un petit détour s'impose par les **prix**. Ce sont eux qui figurent sur nos factures ou sur les indicateurs de marché. Les prix ne sont-ils pas un premier reflet des coûts ? Il se trouve que les mécanismes de marché de l'électricité sont devenus tellement complexes que les coûts et les prix apparaissent parfois totalement déconnectés.

Pour preuve : le 19 janvier 2015 *Les Echos* s'étonnent de voir les prix de gros de l'électricité sur le marché européen tombés à 37€/mégawattheure (MWh), alors qu'ils se maintenaient en moyenne autour de 50€/MWh depuis longtemps. Des épisodes de « prix négatifs » sont même de plus en plus fréquents sur le marché spot européen de l'électricité. C'est à n'y rien comprendre, d'autant que nous, consommateurs, voyons « nos » prix monter, ce qui est logique dans une période où on fait l'effort d'installer massivement des moyens de production photovoltaïques et éoliens encore chers, plus coûteux en tout cas que les moyens de productions traditionnels en place : pourquoi les prix baissent-ils ?

Les opérateurs de marché et les gestionnaires européens de réseaux de transport d'électricité fournissent une explication : pour favoriser l'essor des énergies renouvelables, la plupart des pays européens ont mis en place un système de subventions de l'électricité éolienne et photovoltaïque, par le biais d'obligations d'achat par les électriciens nationaux, à des prix supérieurs au prix de marché. La charge financière correspondant à ce surprix est supportée in fine par le consommateur final. En France par exemple, l'état oblige EDF à acheter les kWh solaires à un prix qui, en 2009, a atteint pour les petites installations 630€/MWh (garanti jusqu'en 2029 !), soit plus de 12 fois le prix de marché de 50€/MWh. Cette énorme différence de 580€/MWh, payée en l'occurrence à des petits producteurs (nos voisins, nous peut-être), est actuellement reportée sur la facture de tous les consommateurs français, tenus de s'acquitter de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). En période de fort vent

ou de grand soleil, les producteurs (particuliers ou industriels) de ces MWh aléatoires les injectent sur le marché sans se préoccuper de la demande (l'achat leur étant garanti), obligeant les opérateurs à réduire d'autres moyens de production (dont la rentabilité s'en trouve ainsi dégradée) et provoquant certains jours l'effondrement des prix de marché, et parfois des « prix négatifs » !

Depuis deux ans les cours de l'électricité sur les marchés européens de gros, qu'ils soient à terme ou spot (jour le jour), baissent régulièrement.

Paradoxalement, cette baisse, liée aux renouvelables subventionnés et à la baisse des prix des combustibles fossiles, ne profite pas aux petits consommateurs qui sont contraints par la législation de financer les obligations d'achat des MWh renouvelables.

A titre d'illustration, sur ma facture¹ de janvier 2015 l'énergie m'est facturée 52,60€/MWh et représente 38% de mon prix total de 138€/MWh. 24 autres % correspondent à l'acheminement de l'électricité et 38% aux taxes diverses. Parmi ces taxes, la plus forte, la CSPE (dont 60% financent l'électricité renouvelable) augmente régulièrement et est passée au 1^{er} janvier à 23,4€/MWh (19,5€/MWh + 20% de TVA ... sur la taxe !). Cette CSPE qui « explose » représente désormais l'équivalent de presque la moitié (44%) des 52,60€/MWh de la part énergie de ma (nos) facture(s), alors qu'elle finance essentiellement les MWh solaires et éoliens qui, en 2014, malgré leur développement fulgurant, n'ont représenté respectivement que 1,1% et 3,1% des 540 TWh produits dans notre pays ! La disproportion a de quoi inquiéter, entre cette part de seulement 4,2% d'électricité renouvelable financée par une taxe qui atteint déjà 44% de la part énergie de nos factures.

D'autant que l'Allemagne, championne des renouvelables, ne rassure pas les petits consommateurs. Ça fait plus d'un an déjà qu'était publié un rapport parlementaire accablant pour la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG). La Tribune du 04/03/2014 accusait cette loi de créer de la pauvreté en faisant, comme en France, financer les panneaux solaires, posés sur les toits des plus riches, par le consommateur allemand moyen dont la facture atteint aujourd'hui 280€/MWh (le double des 138€/MWh de la mienne citée plus haut).

En 2014, l'Allemagne vient de dépasser, en puissance installée photovoltaïque et éolienne, les 63 gigawatts de tout le parc nucléaire français ! Et c'est bien là le paradoxe du pays des « grünen » : malgré cet effort sans précédent pour « verdir » son électricité, l'Allemagne est devenue un des pays les moins « verts » d'Europe, le plus gros pollueur en CO2 de l'Union, émettant pas moins de 6 fois plus de CO2 que la France par MWh produit ! Où est l'erreur ?

Mais revenons à notre pays. Quels sont les fondamentaux qui vont déterminer demain les prix de nos factures, y compris de notre « facture CO2 » ? Indépendamment des prix, quels sont les **coûts de production** de l'électricité produite en France par chaque filière ?

Coûts de production de l'électricité en France :

Toute analyse de coûts doit éviter deux écueils : d'une part, les sources d'information non objectives, d'autre part, les comparaisons de coûts non comparables.

¹ Ma facture domestique (à titre d'exemple): tarif bleu, 9kW, heures creuses / heures pleines, bien réparties 50/50

Nous nous limitons ici au cas de la France, et proposons au lecteur les sources suivantes (accessibles sur internet à tous ceux ne craignant pas la lecture de rapports longs de plusieurs centaines de pages):

- Le Rapport « Energies 2050 » du Centre d'Analyse Stratégique (CAS) de février 2012 :
- Le rapport 2012 de la Cour des Comptes sur les coûts du nucléaire, actualisé en 2014 :
- Le rapport 2013 de la Cour des Comptes sur les coûts des énergies renouvelables :
- La contribution de l'Union Française de l'Electricité (UFE) au débat sur la transition énergétique :
- Le rapport « coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) d'avril 2014.

La méthode :

Toute comparaison entre les coûts de production des diverses sources d'électricité se doit, pour être légitime, de ne comparer que des coûts complets sur l'ensemble du cycle de vie du moyen de production considéré (intégrant tous les coûts passés, présents et futurs, et notamment les subventions et la R&D passée, comme les coûts futurs de démantèlement et de gestion future des déchets, les ENR ne devant pas faire exception). Développée par l'OCDE, la méthode retenue au niveau international pour évaluer et comparer les coûts de production des installations est celle du coût de production moyen actualisé, communément identifiée par l'acronyme anglais LCOE pour « *levelized cost of electricity* ». Elle correspond au coût de production moyen supporté par un investisseur sur toute la durée de vie économique de son installation. Les coûts figurant plus bas dans le Tableau 2 de synthèse par filières résultent de cette méthode (ou de méthodes proches).

Mais cette seule méthode ne suffit pas. En effet, la comparaison entre un moyen de production d'électricité intermittent et un moyen non-intermittent (répondant à la demande à tout moment, fournissant les « services réseaux » que sont le maintien de la tension et de la fréquence du réseau national) pose problème et nécessite une méthode consensuelle; méthode de comparaison qui pourra d'ailleurs être adaptée quand existeront un jour des moyens de stockage massif d'électricité permettant une certaine déconnexion de l'offre et de la demande et une meilleure gestion de l'intermittence (pas forcément une baisse de son coût d'ailleurs, le stockage étant aujourd'hui hors de prix et demain certainement pas gratuit).

Les producteurs d'électricité et les organes de régulation du marché considèrent que pour disposer d'un MW électrique ENR garanti, il faut l'adosser à un cycle combiné à gaz (CCG) pendant 75% du temps pour de l'éolien terrestre fonctionnant 2000 heures équivalentes pleine puissance (hepp), 65% du temps pour de l'éolien marin à 2800 hepp et 90% du temps pour du photovoltaïque qui produit 1000 hepp par an (chiffres cohérents avec les « taux de charges » moyens réels observés en France en 2014 : 22,6% pour l'éolien – plutôt mieux que l'éolien allemand déjà vieillissant, et 13% pour le photovoltaïque; source RTE). Ainsi, pour corriger le coût brut des ENR nous proposons d'y ajouter la totalité des charges fixes du CCG de substitution plus les coûts variables du CCG au prorata des temps de substitution. Ces charges fixes et variables sont rappelées dans le Tableau 1 (on constatera que les charges fixes du CCG sont faibles, seulement 9€/MWh). Le Tableau 2 de synthèse indiquera les 2 coûts de production d'électricité ENR: le coût brut et le coût corrigé. Mais auparavant, à tout seigneur tout honneur, examinons ce MWh nucléaire (injustement) controversé.

Coûts de production du MWh nucléaire (source Cours des Comptes 2012 et 2014) :

Pour calculer le coût moyen global, la Cour a repris la méthode **du coût courant économique (CCE)**. Cette méthode repose sur une approche «théorique» qui conduit à calculer a posteriori un « loyer économique » annuel constant depuis la mise en service des centrales et qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial.

Le rapport note qu'entre 2010 et 2013 le coût de production de l'électricité nucléaire connaît une forte progression ; il passe de 49,6 €/MWh à 59,8 €/MWh en € courants, soit une augmentation de 21 % en seulement 3 ans (les causes : doublement des dépenses de maintenance – conséquences de Fukushima et du plan de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans, augmentation des provisions pour charges futures de démantèlement et gestion des déchets, augmentation du taux de rémunération du capital investi, augmentation des dépenses d'exploitation et 4,1% d'inflation sur les 3 ans).

Cette approche « anglo-saxonne », qui prend en compte une rémunération du capital, n'est pas la seule utilisée par la Cour qui a aussi en 2012 chiffré le « coût comptable » de l'électricité nucléaire à 33,4€/MWh. C'est ce coût qui nous intéresse, nous consommateurs de 2015, car c'est celui qui devrait conditionner les prix sur nos factures, nous qui avons déjà largement payé l'amortissement de « notre » parc nucléaire ; nous qui avons, rappelons-le aussi, déjà payé plus de la moitié des coûts futurs de démantèlement et de gestions des déchets à travers les 43,7 milliards d'euros déjà provisionnés (voir plus loin).

La Cour des Comptes note aussi que le coût du **combustible nucléaire** ne représente que **5,7€/MWh (soit un peu moins de 10% du coût complet)**, l'approvisionnement en uranium en constituant environ la moitié de ces 10%, l'autre moitié correspondant à son enrichissement et son traitement). Ceci confirme, s'il en était besoin, la très faible sensibilité de ce moyen de production au coût de son combustible et aux éventuelles tensions commerciales ou géopolitiques qui pourraient le concerner, mais dont le marché mondial de l'uranium, ouvert et fluide, est épargné depuis 40 ans (on oublie souvent aussi qu'à la différence des hydrocarbures l'uranium est abondant partout sur la planète, et que ses « réserves minières » ne dépendent que du prix qu'on est prêt à dépenser pour l'extraire; ainsi 170 mines ont produit de l'uranium en France, avant qu'on ne préfère s'approvisionner sur le marché mondial, sans risque).

Certaines dépenses futures restent, certes, caractérisées par quelques incertitudes, marquées essentiellement, selon l'actualisation 2014 de la Cours des Comptes, par l'attente du devis CIGEO². Mais les dépenses futures de démantèlement des ENR sont pour certaines encore plus incertaines (sauf pour la biomasse et la géothermie).

En effet, la Cour rappelle que certaines dépenses futures du nucléaire sont bien connues. Le coût des dépenses de **gestion future des combustibles usés³ (16,3 Md€ fin 2013)**, notamment, comporte peu d'incertitudes majeures, puisqu'il est calculé sur des quantités précises et des coûts unitaires basés sur les contrats en cours avec AREVA. Les **charges brutes de démantèlement** futur des installations nucléaires (EDF et AREVA) s'élèvent à **34,4 Md€ en 2013, en augmentation de 3,6 %** en euros constants par rapport à 2010, principalement due aux révisions de devis, parfois significatives, liées au retour d'expérience

² CIGEO : Centre Industriel de stockage GEOlogique profond des déchets nucléaires de haute activité

³ Il s'agit essentiellement des coûts de retraitement des combustibles usés recyclables et de reconditionnement, transports et entreposage des combustibles non recyclables.

des opérations de démantèlement en cours (+ 22,4 % pour les devis des 9 réacteurs de la génération 1 en cours de démantèlement, + 46 % pour Eurodif chez AREVA).

Le poste sur lequel pèse le plus d'incertitudes est celui des **charges futures de gestion des déchets (31,8 Md€ en 2013), en augmentation de 7,6 %** en euros constants depuis 2010. Les raisons de ces incertitudes: la création éventuelle d'un nouveau centre de stockage pour les déchets FAVC, le devenir de certaines matières considérées aujourd'hui comme valorisables mais qui pourraient être reclassées à l'avenir comme déchets⁴, et surtout le **projet de stockage profond CIGEO, à Bure, dans l'Aube**. Les écarts sont encore importants entre les différentes estimations du projet: environ 14 Md€ selon les exploitants contre 28 Md€ selon la réactualisation de l'ANDRA.

Une particularité unique de ce chiffrage des coûts futurs du nucléaire est qu'il prend en compte des dépenses pour certaines très lointaines. Et pourtant, caractéristique remarquable, les charges futures de démantèlement, de gestion des combustibles usés et de gestion à long terme des déchets, sont provisionnées (et donc déjà payées par les consommateurs) à hauteur de **43,7 Md€ soit la moitié du total des charges futures revalorisé à 87,2 Md€ en 2014 par la Cours des Comptes, et ceci, chose unique dans le monde industriel, pour des dépenses qui s'étaleront jusqu'en 2153** (provisions qu'une certaine députée européenne s'obstine à oublier, sans être jamais corrigée par les médias qui lui font tribune).

Enfin, un dernier élément permet de compléter l'information sur le coût de l'électricité nucléaire: il s'agit du tarif de l'**ARENH** (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). Actuellement fixé à **42€/MWh** par les pouvoirs publics ce tarif, qui est bien un reflet des coûts historiques du nucléaire, est appliqué à la vente de 100TWh nucléaires (un quart de la production nucléaire d'EDF !) que la France, pour respecter ses engagements européens, impose à EDF de vendre à ses concurrents afin qu'ils puissent le concurrencer sur le marché français. Je trouve (ça n'engage que moi) que ce principe de l'ARENH constitue une spoliation des intérêts des consommateurs français qui ont en partie payé le parc nucléaire existant et qui voient leur électricité leur être facturée par EDF 52 à 55€/MWh (hors acheminement et taxes – voir plus haut ma facture). Pourquoi n'autoriserait-on pas plutôt ces mêmes concurrents à construire des réacteurs nucléaires en France comme Electrabel/Suez a essayé de le faire à Tricastin (essuyant le refus de l'état français) afin de créer une vraie concurrence ? Et puis, de la même façon que des électriciens « verts » (comme Greenpeace Energie en Allemagne) proposent de l'électricité garantie « verte » à prix élevé à ceux qui le souhaitent, pourquoi le consommateur français qui défend le nucléaire ne pourrait-il pas acheter de l'électricité « garantie nucléaire » au tarif ARENH à 42€/MWh ?

Coûts de production des MWh autres que nucléaire :

Certains de ces autres moyens de production sont, à l'image du nucléaire, **non-intermittents** et mobilisables à la demande. Ce sont : les centrales thermiques fossiles (à charbon, à gaz, à

⁴ Sur les déchets de très faible activité (décontaminés au niveau de la radioactivité dite « naturelle ») la France est un des rares pays d'Europe à refuser les seuils d'exemption et la remise dans le domaine public de matières valorisables, de métaux nobles (150000 tonnes d'acier pour le seul démantèlement d'EURODIF), pour lesquels nous nous plions à des réglementations dépassées qui, à l'ère de l'économie circulaire et du recyclage, organisent un gaspillage coûteux pour notre pays, pour l'environnement et pour les ressources naturelles.

fioul), l'hydroélectricité (dans la limite des réserves d'eau turbinables), la géothermie électrogène et la biomasse électrogène⁵.

D'autres sont **aléatoires et intermittents** : ce sont l'éolien terrestre, l'éolien marin (dit offshore), le solaire photovoltaïque et le solaire thermodynamique.

Concernant le détail des estimations de coûts de toutes ces énergies nous invitons le lecteur à se reporter aux rapports et références citées au début ; nous nous contenterons ici de très grandes lignes et du Tableau 2 de synthèse en fin d'article.

Concernant l'électricité issue des **énergies fossiles** nous retenons ici les coûts de production du Rapport Energie 2050 rappelés ci-dessous dans le Tableau 1. Notons que le coût de ces MWh est très sensible aux cours des combustibles (gaz et charbon) ainsi qu'au coût du CO₂. Ce dernier est pris ici à seulement 14€/tonne. Le lecteur désireux de faire des projections plus réalistes vers l'avenir pourra aisément multiplier les « coûts CO₂ » du Tableau 1, au risque de creuser encore les écarts en faveur du nucléaire, en tablant sur un coût CO₂ de 50€/tonne, plus proche des prévisions européennes et de celles de l'Agence Internationale de l'Energie pour les années à venir.

	Coût complet €/MWh	dont				hypothèses
		investis.	coûts opératoires	énergie	coût CO ₂	
CCG (gaz)	69	9	2	53	5	Prix 2011: 31€/MWh CO ₂ : 14€/tonne 0,353 tCO ₂ /MWh
Charbon	65	16	4	34	11	Prix 2011: 93€/tonne CO ₂ : 14€/tonne 0,766 tCO ₂ /MWh

Tableau 1 : coûts de référence 2011 de l'électricité issue du gaz et du charbon (source : Rapport « Energies 2050 » du Centre d'Analyse Stratégique)

Pour les **énergies aléatoires** (intermittentes), qui ne sont pas mobilisables à la demande, non seulement elles ne fournissent pas les « services réseau », mais elles provoquent des perturbations de la fréquence et de la tension du réseau national, qui obligent RTE le gestionnaire du réseau à des ajustements permanents de l'équilibre offre/demande qui doit être maintenu entre les injections et les soutirages d'électricité. Nous affichons deux coûts dans le Tableau 2: le coût brut du MWh aléatoire (qui n'est pas directement comparable aux coûts des moyens non-intermittents) et le coût réel supporté par la collectivité selon la méthode du CCG de substitution retenue plus haut.

Concernant ces ENR, la Cours des Comptes observe que « les coûts de production des énergies renouvelables restent aujourd'hui encore élevés par rapport au prix des autres sources d'énergie. Ils sont, en outre, très variables entre les filières mais aussi au sein même d'une filière. Certaines filières sont encore loin des coûts de production actuels de l'électricité

⁵ On rappelle que géothermie et biomasse produisent très peu d'électricité et sont en revanche bien plus efficaces dans la production de chaleur. La biomasse, notamment, tient depuis longtemps la première place des ENR, et de loin ! Sur les 24,8 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) de production d'énergie primaire (électricité + chaleur) renouvelable en France en 2013, la biomasse énergie est largement en tête avec 65% du total, soit 2,6 fois plus que l'hydraulique, 11 fois plus que l'éolien et 32 fois plus que le solaire photovoltaïque (Source : Commissariat Général au Développement Durable)

nucléaire (49,5 €/MWh en 2011), notamment le solaire photovoltaïque et thermique, malgré une baisse constante des prix des composants. Pour la production d'électricité, et selon les chiffres de l'ADEME, l'énergie hydraulique est la moins chère (43 €/MWh - 188 €/MWh) tandis que la filière éolienne terrestre apparaît dans une position intermédiaire, avec des coûts compris entre 62 €/MWh et 102 €/MWh. »

Synthèse des coûts de production de l'électricité en France Métropolitaine :

	€ ₂₀₁₁ /MWh	UFE/DGEC (actualisé 2011)	Energie 2050 (rapport 2012)	Cour des Comptes (rapport nucléaire 2012 et rapport ENR 2013)	ENR corrigées des coûts de substitution par CCG ⁶
Energies non- intermittentes	Nucléaire	43,2	56	33€ ₂₀₁₀ coût comptable 49,5€ ₂₀₁₀ CCE 59,8€ ₂₀₁₃ CCE	
	Hydroélectricité	55		43-188	
	Gaz	61	69		
	Charbon	66	68		
	Fioul	86			
	Géothermie			50-127	
	Biomasse	170		56-223	
	Méthanisation			61-241	
Energies intermittentes	Eolien terrestre	65	73	62-102	ajouter 54-64€
	Eolien marin	143	102	87-116	ajouter 48-56€
	Photovoltaïque	217	150	114-547	ajouter 63-75€
	Solaire thermodyn.			94-194	ajouter 63-75€

Tableau 2 : synthèse des estimations des coûts actuels de l'électricité par filières

Ce Tableau 2 fournit une vision de la comparaison actuelle des filières de production d'électricité. Pour se projeter dans 10 ans ou 20 ans il conviendra au lecteur de faire d'autres hypothèses, concernant :

- les marges de progrès des ENR (notamment photovoltaïque et éolien marin),
- l'évolution des prix du gaz et du charbon (les hypothèses prises ici sont à des niveaux très bas ; plusieurs rapports suggèrent un relèvement très significatif à l'avenir ; ce relèvement impactera aussi les coûts de substitution des ENR intermittentes),
- le coût du CO₂ (demain plutôt à 50€/tonne qu'au niveau pris ici de 14€/tonne),
- les futurs moyens de stockage de l'électricité qui pourraient assurer la gestion de l'intermittence à d'autres coûts (plus ou moins élevés ?) que la substitution par CCG (qui présente de son côté l'inconvénient du CO₂),
- les marges de progrès du nucléaire de 3^{ème} puis de 4^{ème} générations (si les coûts du nucléaire sont actuellement orientés à la hausse, il conviendra de se poser un jour la

⁶ Hypothèses retenues pour le calcul des coûts de l'intermittence (ou de substitution par un CCG – centrale à cycle combiné gaz) : au coût de production électrique de chaque ENR aléatoire il convient d'ajouter les coûts fixes totaux du CCG plus une partie des coûts variables du CCG au prorata des durées annuelles d'adossement de l'ENR au CCG (75% du temps pour de l'éolien terrestre, 65 % du temps pour de l'éolien marin et 90 % du temps pour du photovoltaïque). Exemple, coût de substitution par CCG de l'éolien terrestre : $9 + 75\% \cdot (2+53+5) = 54\text{€}$ si 14€/tCO₂ ou $9 + 75\% \cdot (2+53+18) = 64\text{€}$ si 50€/tCO₂ (voir chiffres du Tableau 1).

question de la limite raisonnable du principe de précaution qui conduit à une hausse apparemment sans limite du coût du « toujours plus de sûreté » ; le parc français actuel de « génération 2 » n'a-t-il pas démontré depuis 40 ans un niveau de sûreté exceptionnel pour les personnes et l'environnement et reçu un large soutien de la majorité de nos concitoyens ?)

Pour pouvoir se projeter dans notre avenir énergétique il conviendrait de s'intéresser aux autres coûts que les seuls coûts de productions abordés ici. Mais cet article n'y suffirait pas, tant la notion de coût doit être comprise au sens large des coûts et des gains, à savoir: non seulement les coûts de production passés, présents et futurs déjà cités, mais aussi, les cas échéants, le coût des importations et des déficits commerciaux, les bénéfices de l'indépendance énergétique, les gains liés aux exportations de notre électricité nucléaire (très prisée en Europe), le coût des politiques publiques de subventions, les bénéfices sociaux et fiscaux liés aux créations d'emploi, à la création de valeur ajoutée et de PIB,... bref tous ces paramètres qui devraient être au cœur du choix des diverses options de notre transition énergétique.

La Cour des Comptes écrit que, au-delà des coûts intrinsèques du photovoltaïque et de l'éolien, le soutien à ces énergies a un coût élevé pour la collectivité: « Entre 2012 et 2020 (9 ans), sans bouleversement de la politique menée jusqu'à présent, le volume global de la CSPE liée aux énergies renouvelables pourrait atteindre environ 40,5 Md€, directement supportés par les consommateurs d'électricité, particuliers ou professionnels, contre 3,3 Md€ au total entre 2005 et 2011 (7ans). » Soit un facteur 10 à attendre entre aujourd'hui et demain pour le coût de notre effort de soutien aux renouvelables !

Ce rapport ajoute : « L'essor des énergies renouvelables passe aussi par l'adaptation des modes de consommation afin d'inciter les consommateurs à plus de sobriété énergétique. »

La sobriété est louable, bien sûr, mais nous mettons là le doigt sur ce que j'appelle « le paradoxe des ENR »: afin de réduire les émissions de CO2 il y a deux solutions, indépendantes mais éventuellement cumulables: soit faire des économies d'énergies (et notamment réduire les énergies carbonées dans l'électricité, les transports, le chauffage), soit développer massivement les énergies renouvelables dé-carbonées (ou le nucléaire); or, la Cour des Comptes conclut que les énergies photovoltaïques et éoliennes sont tellement chères pour la collectivité qu'elles imposent « plus de sobriété énergétique » du seul fait de leur cherté ! Dès lors on peut se poser la question : pourquoi ne se contente-t-on pas de mettre en place des mesures de sobriété énergétique qui suffisent à elles seules à répondre au besoin initial (réduire notre empreinte CO2) sans y rajouter des mesures de sobriété énergétiques supplémentaires pour le seul effet de favoriser l'essor de coûteuses ENR qui ne font qu'ajouter des coûts additionnels à la collectivité (sans contribuer intrinsèquement à réduire les émissions de CO2 car elles se substituent au nucléaire qui n'est pas plus « carboné » qu'elles) !

En conclusion, rien dans l'analyse qui précède ne nous permet de remettre en cause la position du centre d'analyse Stratégique : le scénario le plus intéressant dans tous les domaines pour la France reste, dans tous les cas, la prolongation d'exploitation du parc nucléaire actuel aussi longtemps que son niveau de sûreté, réacteur par réacteur, demeurera satisfaisant.

[Retour haut ↑](#)

Quelques rappels

Dans les débats actuels il est très fréquent de constater des confusions en matière

- **D'énergie et d'électricité** : l'électricité ne représente en 2013 dans notre pays que 23% de l'énergie finale utilisée (contre 44% pour le pétrole et 20% pour le gaz). S'il est clair que la meilleure énergie est celle qu'on économise, nos combats contre le CO₂, ou la pollution ou pour réduire notre déficit commercial ne justifient pas de limiter la consommation d'électricité : en France en effet celle-ci est dé-carbonée à plus de 85% et les quantités d'uranium nécessaires sont faibles (grâce à un contenu énergétique 10000 fois plus élevé que les hydrocarbures ou le charbon) et ne génèrent pas de déficit de notre balance commerciale. D'ailleurs, les futurs transferts d'usage (par exemple véhicule électrique), la reprise économique, les perspectives de ré-industrialisation ou l'accroissement de la population mondiale risquent fort d'encourager l'augmentation de la consommation d'électricité.
- **D'énergie produite et de puissance disponible** : le critère le plus pertinent pour comparer les contributions des diverses formes d'énergie électrique (nucléaire, hydraulique, charbon, fuel, gaz, bois, éolien, photovoltaïque, géothermie, biomasse, énergies marines etc.) est la quantité d'énergie** produite sur l'année et non la puissance* instantanée installée, susceptible d'être mise en œuvre ou pas, selon les besoins (équilibre offre-demande) ou les aléas (météorologiques, nuits, maintenances, pannes). Un équipement de forte puissance ne fonctionnant que peu de temps dans l'année ne fournirait que peu d'énergie ! Il est intéressant de noter par exemple qu'avec moins de 50% de la puissance électrique installée en France le nucléaire produit 75% de l'énergie électrique nationale (c'est bien ces 75% que notre Président souhaite ramener au-dessous de 50% de l'énergie produite en 2025).
- L'énergie* produite est donc le produit d'une puissance** instantanée par une durée de production. Pour les différentes technologies la durée par an ou facteur de charge est extrêmement variable. En France les facteurs de charge sont en moyenne de :
 - Nucléaire : 75 %
 - Eolien : 20 à 25 %
 - Photovoltaïque : 10 à 15 % (selon la région)
 - Hydraulique : 30 à 40 %
 - Thermique (charbon, fuel, gaz...) : 20 %

Attention : rien à voir avec les parts respectives dans la production électrique nationale ; ce ne sont que des taux d'utilisation sur les 8760 heures annuelles. En d'autres termes, en France, dans l'année, un réacteur nucléaire produit 4 jours sur 5, une éolienne produit 1 jour sur 5, une cellule photovoltaïque fonctionne de 1 à 1,5 heure sur 10 (selon la région), et les centrales thermiques classiques fonctionnent 1 jour sur 5 par choix pour des raisons économiques et de pollution CO₂.

Par exemple, il faut une puissance éolienne de 4600 MW (soit 2 300 éoliennes de 2 MW unitaire) pour produire la même quantité d'énergie électrique d'un seul réacteur de 1 300 MW. On comprend également pourquoi il n'est pas pertinent de dire qu'un champ d'éoliennes alimente un nombre de foyers comme on le dit souvent alors que ce n'est vrai que 20% du temps !

* **La quantité d'énergie** s'exprime habituellement pour l'électricité en kWh (kiloWattheure soit un kiloWatt pendant une heure), MWh (megaWattheure), etc.

[Retour haut ↑](#)