

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

Source : Alain Grandjean, François Lempérière et Cédric Philibert

Nous reprenons ci-après une contribution au débat sur le nucléaire en France rédigée par Alain Grandjean (Président de la Fondation pour la Nature et l'Homme), François Lempérière (Président d'Hydrocoop) et Cédric Philibert (ancien analyste à l'Agence Internationale de l'Énergie).

Créer ou non un parc de nouveaux réacteurs nucléaires constituera, dans les prochaines années, un choix majeur pour l'avenir énergétique de la France.

Le parc existant a produit sur 19 sites 380 térawattheures (TWh), soit 380 milliards de kilowattheures (kWh) par an ces dernières années. Il est prévu de ramener à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité. Indépendamment de toute décision politique, les centrales existantes ne pourront pas être prolongées indéfiniment. Par ailleurs, l'exigence de réduction des émissions de CO₂, et donc d'utilisation directe de combustibles et carburants fossiles dans les bâtiments, l'industrie et les transports conduira à une électrification accrue des consommations d'énergie dans ces trois secteurs, y compris une électrification de la production de l'hydrogène et une accentuation de son utilisation dans l'industrie et peut-être d'autres secteurs.

La question du « 50 % de nucléaire » n'est donc pas « comment y aller », mais plutôt « faudra-t-il rester à ce niveau », ce qui impliquerait de construire de nouvelles centrales - décision à prendre en 2025 au vu des délais de construction ? Il est donc opportun de comparer une option produisant vers 2050 environ 350 TWh/an d'énergie nucléaire avec une option les remplaçant par 350 TWh supplémentaires d'énergies renouvelables. Quels seraient les impacts éventuels de ces décisions sur les coûts et risques nucléaire, les émissions de CO₂ et l'environnement, l'économie et l'emploi ?

1 - La situation actuelle

L'utilisation d'énergie, en France comme dans le monde, se fait sous deux formes d'importance comparable :

- L'énergie non électrique, essentiellement d'origine fossile, avec des contributions de la biomasse et d'autres énergies renouvelables.
- L'énergie électrique d'origine fossile pour 70 % en moyenne dans le monde, et pour 10 % en France du fait de son parc nucléaire.

Depuis 20 ans la production nucléaire mondiale plafonne alors que la production globale d'électricité a doublé et continue à progresser au même rythme. La part du nucléaire dans l'électricité mondiale est actuellement de 10 % en moyenne et dépasse 20 % dans peu de pays ; elle est de 5 % en Chine. La France, avec 70 %, est une exception.

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

Sur le plan économique le fait marquant récent est la baisse persistante très importante du coût direct du kWh éolien et photovoltaïque (PV) ; il est dès maintenant dans beaucoup de pays très inférieur au coût des nouveaux réacteurs, mais il faut y rajouter le surcoût lié à leur variabilité, présenté parfois comme dissuasif, dont les coûts de renforcement des réseaux.

La contrainte essentielle sur l'énergie est la lutte contre le réchauffement climatique d'où la nécessité de réduire les émissions de CO₂ et donc l'utilisation d'énergies fossiles. L'émission de CO₂ est en moyenne mondiale proche de 4,5 t par an par habitant et devra être réduite à moins de 2 t en 20 ans. Elle est en France de 5 t dont 0,5 pour l'électricité. Elle est de 9 t en Allemagne plus froide et sans hydroélectricité, voisine de 5 t en Suisse, Italie, Espagne.

Ces chiffres ne comprennent pas les émissions de CO₂ pour les produits exportés vers l'Europe, notamment depuis la Chine, plus de 2 t/an pour la France dont l'émission totale (directe et indirecte) de CO₂ par habitant est très supérieure à la moyenne mondiale.

En 2018, la production totale d'électricité a atteint 548 TWh : 393 TWh de nucléaire, 68 TWh d'hydraulique, 28 TWh d'éolien, 10 TWh de solaire, 10 TWh de bioélectricité, et 39 TWh de thermique fossile. La consommation (corrigée des aléas climatiques) a atteint 474 TWh, niveau à peu près stable depuis dix ans. La France a exporté 86 TWh (notamment du nucléaire en été), et importé 26 TWh (essentiellement du thermique en hiver).

En France comme en moyenne dans le monde, l'hydroélectricité fournit environ 15 % de l'électricité mais le potentiel complémentaire est assez faible et ce pourcentage diminuera.

2 - L'objectif

Des économies importantes d'énergie sont réalistes mais l'énergie totale des pays développés pourrait rester du même ordre qu'actuellement et celle des pays en développement devrait augmenter fortement. La part de l'électricité dans l'énergie totale augmentera beaucoup car les énergies renouvelables sont essentiellement sous forme électrique. La consommation électrique mondiale qui a doublé en 20 ans augmentera probablement de 25 à 50 000 TWh, voire davantage, d'ici 2040.

La consommation française d'électricité pourrait être de l'ordre de 630 TWh en 2040, selon la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), en fonction de la réalisation d'objectifs qui ont des effets contradictoires sur la demande : des économies d'énergie, notamment par l'isolation thermique des bâtiments chauffés à l'électricité (sans l'efficacité des pompes à chaleur), d'une part ; de l'autre, une électrification accrue des bâtiments (avec pompes à chaleur), de l'industrie et des transports.

Pour réduire l'émission globale de CO₂ de 5 t par habitant à moins de 2 t par an il faut agir sur l'énergie non électrique et peut-être conserver une part faible d'énergie fossile dans l'électricité. Il n'est pas indispensable de la supprimer tout à fait : l'objectif très médiatique du 100 % renouvelables dans la production d'électricité est très difficile, et il est plus important de diminuer fortement les émissions de CO₂ de l'économie tout entière, y compris en substituant de l'électricité très largement décarbonée à l'utilisation directe de combustibles et carburants fossiles. De plus, l'addition de consommations d'électricité assez fortement flexibles pourrait paradoxalement faciliter une diminution supplémentaire de la part de l'électricité d'origine fossile, vers sa quasi-extinction. Nous allons voir cela plus en détail dans le cas de la France ; cependant, une représentation visuelle est proposée dans l'encadré ci-après.

3 - Une option non nucléaire en France avant 2050

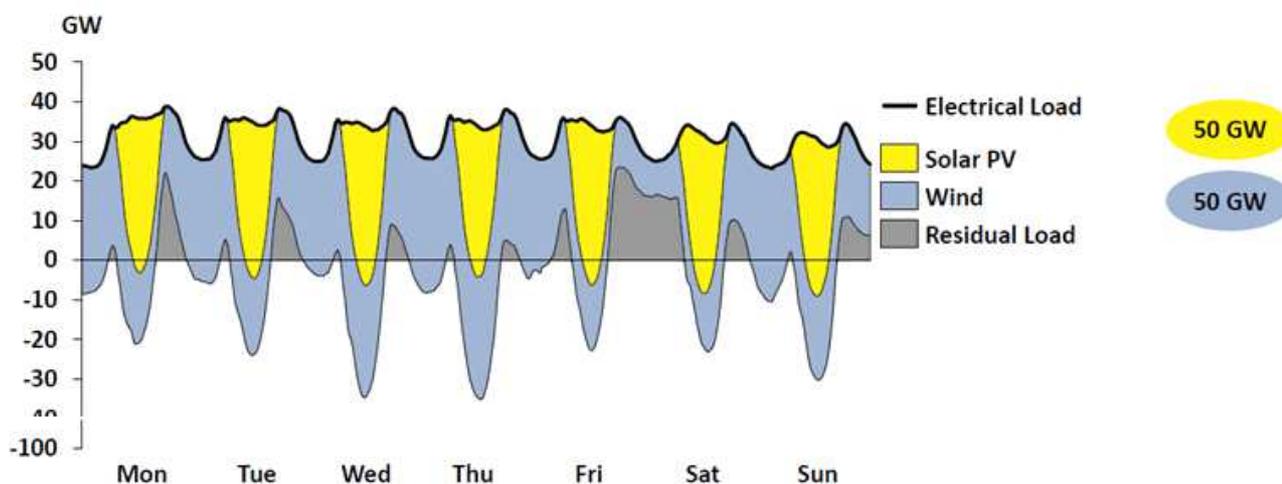
Nous envisagerons donc, comme la SNBC, une consommation annuelle d'électricité de 630 TWh. La différence de 150 TWh par rapport à la consommation actuelle, tendanciellement stable, d'environ 480 TWh, pourrait résulter des consommations nouvelles suivantes :

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

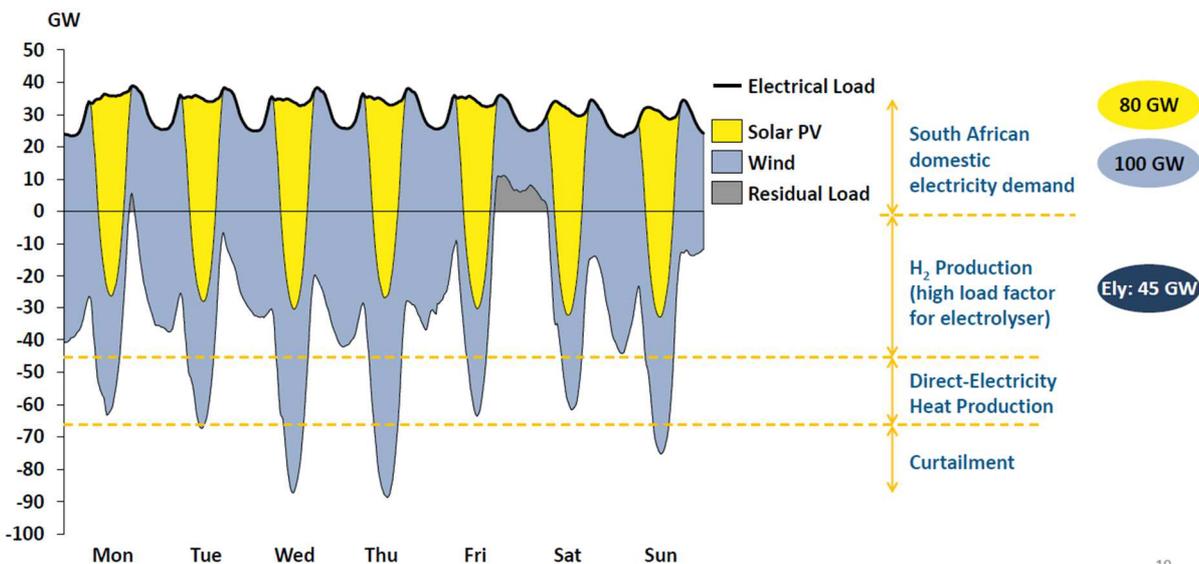
- 60 TWh de chaleur, en substitution d'énergies fossiles dans les bâtiments et surtout l'industrie (dans les bâtiments, l'isolation thermique devrait limiter la demande de chaleur totale) ; on notera qu'il ne s'agit là que d'une fraction de l'objectif de chaleur renouvelable de la SNBC à l'horizon 2028 (entre 218 et 247 TWh) ;

L'électrification réduit le contenu fossile de l'économie générale et du système électrique

Nous prenons ici l'exemple du système électrique de l'Afrique du Sud. Le premier graphique représente la production modélisée d'électricité à partir de 50 GW d'éolien et 50 GW de solaire qui pourrait répondre aux variations de la demande au cours d'une semaine. La demande est illustrative de l'évolution tendancielle de la demande d'électricité dans le pays. Les surfaces grises représentent les volumes d'électricité qui devront être fournis par des moyens thermiques d'appui, sauf pour une partie fournie par les stations de transfert d'énergie par pompage qui stockent une partie des surplus de production (non représentés ici).



Sur le deuxième graphique, la demande est fortement augmentée par deux usages industriels flexibles : la production électrolytique d'hydrogène, et la production de chaleur en court-circuit des moyens thermiques existants. Le parc de de production éolien et solaire passe de 100 GW à 180 GW. Le surplus de production variable « dissipé » parce qu'il n'est pas rentable de le collecter et stocker, est réduit. La demande résiduelle est fortement réduite, et peut être entièrement satisfaite par les stockages.



Source : Données Eskom et CSIR, analyse Enertrag.

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

- 50 TWh de la production d'hydrogène par électrolyse ; cela permet de produire 1 million de tonnes d'hydrogène par an, à peine plus (+ 10 %) que la consommation actuelle de l'industrie française, en supposant un passage à l'hydrogène d'une partie de la sidérurgie et le développement d'autres usages nouveaux, partiellement compensés par des importations d'ammoniac et méthanol verts pour les industries chimiques en provenance de pays dotés de ressources renouvelables meilleures que les nôtres ; on supprime ainsi 10 MtCO₂/an.
- 40 TWh de l'électrification de 15 millions de véhicules à batterie, tout-électriques ou hybrides rechargeables.

Pour soutenir cette consommation avec quelque marge et tenir compte des pertes liées aux besoins de stockage et à la dissipation d'une fraction de la production renouvelable variable, nous envisagerons une production renouvelable de 700 TWh. Cherchons comment ce volume d'électricité pourrait être produit uniquement par des énergies renouvelables.

Les capacités renouvelables

Cette électricité pourrait provenir essentiellement :

- Pour 60 TWh de l'hydroélectricité des barrages qui existent aujourd'hui, d'une capacité totale de 26 GW environ.
- Pour 120 TWh du solaire photovoltaïque. Cette électricité serait fournie par un peu moins de 100 GW de capacités solaires, réparties entre petits et grands toits, ombrières de parkings, anciens sites pollués, et centrales au sol ou « agrivoltaïques » combinant production électrique et agricole ou pastorale, afin de contribuer aussi faiblement que possible à l'artificialisation des sols, qui a bien d'autres causes. À elles seules, les friches permettent d'accueillir 50 GW.
- Pour 180 TWh de l'éolien terrestre. Les éoliennes modernes ont sensiblement accru leur « facteur de capacité » et on peut les créditer d'au moins 2500 heures « équivalent pleine puissance », il en faudrait donc près de 72 GW. Notons au passage que la France pourrait construire 91 GW d'éolien terrestre sans dépasser la densité éolienne de l'Allemagne d'aujourd'hui.
- Pour 340 TWh d'éolien offshore fixe ou flottant. La production éolienne maritime atteint environ 4250 heures « équivalent pleine puissance », il en faudrait donc 80 GW.

Il s'agit ici d'un calcul simplifié, en grandes masses. On néglige les importations et exportations, et leur rôle important dans la prévention des défaillances, un peu comme si ressources renouvelables variables et variations de la demande étaient parfaitement corrélées d'un bout à l'autre de l'Europe, ce qui n'est évidemment pas le cas. On néglige également l'apport de la bioélectricité, malgré son importance actuelle dans le bilan européen des énergies renouvelables, celui de la géothermie, et le potentiel de l'énergie marémotrice, pourtant renouvelé et étendu avec les technologies modernes d'hydroliennes.

Ces objectifs peuvent être atteints en une vingtaine d'années car la France est le pays européen qui a le meilleur potentiel d'énergies renouvelables remarquablement complémentaires et il n'y a pas d'obstacle technique ou économique à ce programme. Cela suppose de donner un nouvel élan au rythme d'installation éolien et solaire, actuellement très en-deçà de ce qui serait nécessaire.

Les capacités thermiques et de stockage

Selon ces hypothèses, la demande moyenne sera proche de 72 GW (630/8760 heures) mais ce chiffre sera certainement dépassé lors des « pointes de demande » hivernales susceptibles de se produire dans des périodes nocturnes et de faibles vents. Chaque année ces pointes dépassent 80 GW, plusieurs ont dépassé 90 GW, une a passé 100 GW. Or il faudra naturellement respecter l'objectif réglementaire d'une probabilité de défaillance inférieure à trois heures par an - en fait, des coupures sélectives quand la production est inférieure à la demande - permettant d'éviter l'effondrement du réseau.

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

Faire ce calcul suppose d'évaluer la pointe maximale, et, dans un système dominé par des énergies renouvelables variables comme le solaire et le vent, de pouvoir calculer leur « crédit de capacité ». Il s'agit de la capacité électrique pilotable dont l'installation d'un champ solaire ou d'une éolienne permet d'éviter la construction, tout en conservant la probabilité de défaillance recherchée.

RTE, filiale d'EDF en charge du réseau de transport, est peut-être seul à pouvoir faire ces calculs avec une grande précision, en étudiant heure par heure voire plus finement encore les variations des productions éoliennes et solaires, sur de nombreuses années ; mais on peut proposer des ordres de grandeur :

- Pour l'hydroélectricité, nous ne comptons sur les centrales « au fil de l'eau » et seulement sur les barrages-réservoirs, soit quelque 15 GW.
- Le solaire PV seul offre un crédit de capacité négligeable, dès lors que la plupart des pointes de consommation sont nocturnes.
- Le crédit de capacité de l'éolien terrestre, à ce niveau de pénétration, se situe probablement au-dessus de 10 %. Comptons sur 7 GW.
- Celui de l'éolien maritime est bien plus élevé, à 30 % nous dit l'Agence Internationale de l'Énergie, et cela même à des niveaux de pénétrations importants. Comptons donc sur 24 GW.

Nous avons donc une puissance garantie de 46 GW avec les renouvelables. Mais combien de gigawatts nous séparent-ils de la « pointe » maximale ?

Voilà une question intéressante. Nous avons connu en février 2012 une pointe de demande à 102 GW avec une consommation annuelle de 490 TWh. Si celle-ci monte à 630 TWh, devons-nous anticiper un risque de pointe à 131 GW ?

La réponse est sans ambiguïté négative. En effet, les consommations supplémentaires envisagées ne participeront que très marginalement à la pointe. Beaucoup sont très facilement « effaçables », et seront effectivement effacées si les incitations nécessaires sont fournies.

- Les véhicules électriques, par exemple, dotés de batteries, n'auront que rarement un impératif fort de rechargement aux heures de pointe. Une étude récente de RTE chiffre à 3,6 GW la consommation (batteries uniquement, ou hybrides rechargeables), pour une contribution aux pointes hivernales de 3,6 GW dans un scénario sans gestion intelligente des recharges. À l'inverse, dans un scénario de flexibilité accrue, l'utilisation d'une fraction des nombreuses batteries des véhicules électriques branchées sur le secteur à tout moment permet de disposer de 5,6 GW de puissance supplémentaire pour épauler le réseau aux heures de pointe.
- Les électrolyseurs (de tous types) qui fourniront l'hydrogène peuvent fonctionner de manière très flexible 5 000 ou 6 000 heures dans l'année sans voir leur économie se dégrader fortement, car c'est le coût de l'électricité qui domine celui de l'hydrogène.
- À l'inverse, l'isolation thermique des bâtiments devrait significativement réduire la « thermo-sensibilité » du système électrique français - 1°C de moins en hiver suscitant une augmentation de la demande de 2,4 GW - et plus que compenser le développement du chauffage par pompe à chaleur.
- L'électrification de la chaleur industrielle empruntera deux voies. Pour une part, il s'agira de technologies simples et économiques venant « doubler » les moyens actuels, permettant à l'industriel de basculer d'une énergie à l'autre en fonction du prix de l'électricité en temps réel, donc parfaitement flexible ; pour le reste, il s'agira de technologies plus coûteuses mais extrêmement efficaces en énergie comme les pompes à chaleur (parfois aussi en temps, en qualité limitant les défauts de production, etc.), a priori moins flexible mais relativement peu importante dans les bilans de consommation et d'appel de puissance électriques, du fait de cette efficacité. De plus, la gestion de la chaleur industrielle permettra d'augmenter le potentiel

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

« effaçable », les stockages de chaleur ou de froid s'avérant bien moins coûteux que les stockages d'électricité.

En définitive, pour un surcroît de consommation totale de 150 TWh une récente étude de Carbone 4 permet d'estimer un surcroît d'appel de puissance aux pointes hivernales, en cas de froid extrême, de l'ordre de 15 GW par rapport au « record » de 2012.

On peut donc envisager un besoin de capacités pilotables ou de stockage (hors véhicules électriques) de l'ordre de 70 GW. Une moitié pourrait être fournie par des stockages : batteries stationnaires et stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), dont diverses études montrent un potentiel encore très important au-delà des 5 GW existant, et 2 GW additionnels déjà prévus. Contrairement à l'hydraulique conventionnel, les STEP ne sont pas destinées à collecter et retenir des semaines ou mois de précipitations, et leur empreinte au sol est bien plus réduite. Au besoin, on peut en construire sur quelques falaises proches de la mer. Enfin, soulignons qu'il s'agit là d'une estimation haute, négligeant notamment le recours aux échanges avec nos voisins, comme si les variations de la demande et celle de la production variable étaient exactement les mêmes dans toute l'Europe, ce qui n'est pas le cas.

Disons 15 GW de STEP et 15 GW de batteries. Il reste alors un besoin de 40 GW de capacités thermiques. Si on estime leur durée de fonctionnement à 10 % du temps pour « passer » les pointes les plus élevées mais aussi recharger batteries et STEP lors d'une période prolongée avec peu de soleil et de vent, elles produiront 35 TWh environ par an.

4 - Une option avec 50 % de nucléaire

Pour satisfaire une consommation d'électricité qui reste fixée à 630 TWh, et tenant compte de pertes de stockage ou par dissipation d'énergie variable moins importante que dans l'option sans nucléaire - 20 TWh seulement - il faudrait produire 650 TWh - dont 325 TWh par le nucléaire. Cette production nucléaire serait dans cette hypothèse basée en 2040 ou 2050 sur des réacteurs nouveaux mis en service après 2030 sur une quinzaine des sites. Très peu de réacteurs actuels seront encore en service à cette échéance, à part l'EPR de Flamanville.

Cette production nucléaire réduirait de moitié la production d'énergie éolienne ou solaire de l'option non nucléaire : avec 60 TWh d'hydroélectricité, 75 TWh de solaire, 90 TWh d'éolien terrestre et 100 TWh d'éolien maritime suffisent. Les capacités nécessaires seraient de l'ordre de 60 GW de solaire photovoltaïque, 38 GW d'éolien terrestre et 24 GW d'éolien maritime. Leur crédit de capacité atteindrait 10 GW, auxquels s'ajoutent 15 GW d'hydraulique de barrages réservoirs.

La puissance nucléaire atteindrait 325 TWh/7200 heures « équivalent pleine puissance » (tenant compte d'une flexibilité de la production nucléaire limitée pour des raisons économiques), soit environ 45 GW, soit trente EPR de 1500 MW. L'écart à la pointe de demande de 117 GW, contribution des véhicules électriques déduite comme dans l'option sans nucléaire, serait de 47 GW. L'option nucléaire réduirait donc d'environ 33 GW le besoin de capacités de stockage ou de centrales thermiques pour respecter le critère réglementaire de défaillance.

La réalisation d'un tel scénario suppose résolues de nombreuses questions, à commencer par le choix du type de réacteur. La réalisation du premier EPR a rencontré de nombreuses difficultés et n'est pas achevée. Ces difficultés pourraient-elles être surmontées par une production en série ? Ou voudrait-on renoncer à l'amélioration de sûreté que l'EPR est supposée apporter ? L'Autorité de Sûreté Nucléaire n'acceptera probablement pas de retour à des technologies jugées moins sûres. Une autre source d'incertitude est liée au changement climatique. Les sites existant en bord de mer sont au nombre de quatre, et pourraient donc accueillir huit réacteurs. Les réacteurs situés sur nos fleuves seront, eux, de plus en plus difficiles à faire fonctionner en été, faute de refroidissement suffisant, et pour des périodes qui pourraient être de plus en plus longues, augmentant ainsi le coût du kWh de ces centrales en réduisant leur facteur de capacité. Quoi qu'il en soit, nous poursuivons ici l'analyse de l'option consistant à maintenir durablement une production électrique avec 50 % de nucléaire.

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?**5 - Comparaison entre les deux options**

Nous cherchons à évaluer les impacts correspondants à un échange de 325/350 TWh entre nucléaire et énergies renouvelables, c'est donc la présentation utilisée ici. Cette évaluation porte sur les émissions de CO₂, le risque nucléaire, l'impact économique (coût, endettement, balance des comptes...) l'emploi et l'environnement.

Les émissions de CO₂

L'action essentielle doit porter sur l'énergie non électrique responsable en France de 90 % des émissions ; elle doit associer les économies et le transfert vers l'énergie électrique. Cette action est identique pour les deux options électriques.

Dans l'option non nucléaire, la production éolienne et solaire sera supérieure aux besoins environ un tiers du temps et l'excédent peut alors en grande partie être stocké. Pendant un tiers du temps le déficit modéré de leur production par rapport aux bassins sera compensé par l'énergie stockée et l'hydroélectricité.

Dans l'option avec 50 % de nucléaire, la production d'électricité n'entraîne pas d'émissions de CO₂. Dans l'option sans nucléaire, on pourrait avoir 35 TWh produits à partir de gaz naturel, générant 15 Mt CO₂, environ 0,2 t de CO₂ par habitant, un petit peu moins que les émissions actuelles de la production d'électricité. C'est aussi moins que les émissions que l'électrification de la consommation finale permettra d'éviter.

En réalité, il ne serait pas très difficile de supprimer ces dernières émissions. En effet, la dissipation des énergies éoliennes et variables ne devrait pas dépasser 2 à 3 %, eu égard à la flexibilité des charges, soit environ 20 TWh, et les pertes de stockages peuvent être évaluées à 15 TWh. Pour répondre à la demande, nous estimons la production thermoélectrique à 35 TWh et donc la demande adressée aux renouvelables à 600 TWh. Si nous dimensionnons la production à 700 TWh nous avons un surplus de 65 TWh une fois tenu compte des pertes de stockage et par dissipation. Si nous l'utilisons pour produire davantage d'hydrogène, stockable dans des cavités salines et retransformé en électricité avec des turbines ou des piles à combustibles, avec des efficacités successives de 70 % et 60 %, soit au total 42 %, nous pouvons produire 27 TWh, soit 3/4 de la production thermique jugée nécessaire. Le solde pourrait très probablement être fourni par du biométhane.

En pratique, il faudra sans doute répartir les centrales thermiques sur l'ensemble du territoire afin d'équilibrer le réseau ; or l'ouest du pays semble dépourvu de dépôts salins susceptibles d'être utilisés pour créer des cavités de stockage d'hydrogène. Ces centrales seront donc sans doute amenées à fonctionner plutôt à l'ammoniac, très riche en hydrogène mais beaucoup moins coûteux à stocker en surface. Comme l'ammoniac utilisé en industrie, ce produit également facile à transporter en bateau sera sans doute importé de pays dotés de meilleures ressources. Au final, atteindre un niveau quasi nul d'émissions de CO₂ sera possible pour un coût additionnel raisonnable au vu des faibles quantités nécessaires.

Les risques nucléaires

Le risque majeur est, en cas d'accident, l'abandon total pour des décennies d'un territoire important. Les désastres de Tchernobyl ou Fukushima auraient été bien pires si on avait évacué Kiev ou Tokyo. La France est de loin le pays le plus exposé à ce risque avec 19 sites nucléaires sur 550 000 km², y compris en amont de Paris ou à 30 km de Lyon. Ce risque peut être très réduit dans le futur en n'utilisant que des sites éloignés des plus grandes agglomérations avec des réacteurs plus sûrs que les réacteurs actuels. Il reste significatif.

L'autre risque majeur est lié au stockage des déchets. Créer un nouveau parc pour 325 TWh augmente de 90 % le problème lié au parc actuel de 400 TWh.

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

Le risque d'un réacteur arrêté est quasi nul après enlèvement des barres d'uranium. Il est peu compréhensible qu'on envisage de gaspiller 50 milliards d'euros pour les démanteler à court terme alors qu'on peut attendre 50 ans, le temps que la radioactivité diminue fortement, comme on le fait pour les grands réacteurs de la filière graphite gaz. On pourrait même remblayer les réacteurs en place à faible coût en évitant le risque lié au démantèlement, ce qui améliorerait beaucoup le bilan financier d'EDF.

L'environnement

La différence entre les deux options est principalement la différence d'impact entre 200 et 250 TWh d'énergie éolienne.

Les impacts sur oiseaux sont significatifs sans atteindre des niveaux excessifs très médiatisés. Ces impacts peuvent maintenant être précisés par l'expérience à grande échelle de nombreux pays et ne paraissent nullement rédhibitoires. L'agriculture intensive et les pesticides, les fenêtres des bâtiments, les parebrises des véhicules, et les chats domestiques, pour ne rien dire des chasseurs, ont bien davantage de responsabilité dans la disparition massive des oiseaux. Une gestion fine permet d'éviter largement les impacts sur les oiseaux migrateurs.

L'autre impact réel est la nuisance visuelle, d'importance très subjective : elle ne semble pas dissuader les pays voisins de la France alors que la densité de population y est similaire ou plus importante.

En ce qui concerne l'éolien maritime, selon les expériences étrangères l'impact observé le plus notable jusqu'à présent est l'augmentation de la flore et de la faune des profondeurs autour des piliers fixés sur les fonds. Des effets sur les populations de poisson sont difficiles à mettre en évidence ; les scientifiques s'attendent à une augmentation de la taille et du nombre des poissons dans les aires des fermes éoliennes interdites à la pêche. En somme, le développement de l'éolien maritime pourrait à terme s'avérer plutôt bénéfique pour la pêche en limitant la surpêche qui détruit les stocks.

Les ressources minières pour ce développement ne feront pas défaut. Ni l'excessive dépendance à l'égard des importations, par exemple de « terres rares », ni les dégâts environnementaux ou sociaux dus aux exploitations minières trop peu contrôlées dans divers pays, ne doivent être considérées comme des fatalités. Il faudrait toutefois, pour traiter ce sujet en profondeur, de longs développements qui ne peuvent entrer dans le cadre de cette contribution.

Les coûts

Le coût direct du kWh éolien ou solaire était en 2010 très supérieur au coût du nucléaire. Son coût pour les investissements actuels est supérieur au coût du parc nucléaire existant voisin de 5 centimes ; mais la comparaison doit porter sur des réalisations nucléaires ou renouvelables vers 2030. Le coût au kWh d'un nouveau parc nucléaire ne sera pas inférieur à 8 centimes, et sera peut-être très supérieur. Le coût du kWh à Flamanville ne sera pas inférieur à 15 centimes et celui de l'EPR d'Hinkley Point au Royaume-Uni à 11 centimes. Pour des réalisations éoliennes et solaires vers 2030, un coût moyen de 5 centimes incluant le raccordement au réseau paraît une hypothèse raisonnable.

Pour une comparaison kWh/kWh avec le nucléaire, ce coût est à majorer :

- De 10 % pour tenir compte de pertes par le stockage et d'excédents non stockés quelques centaines d'heures par an (l'option non nucléaire nécessite une production supplémentaire de 50 TWh).
- Du coût des quelque 35 GW supplémentaires de capacités pilotables nécessaires. Leur coût annuel est de l'ordre de 100 Millions d'euros (M€) par gigawatt, donc 3,5 milliards d'euros par an pour 25 GW. Répartis sur une consommation totale de 630 TWh, c'est un peu plus d'un demi-centime par kWh - très loin de chiffreages souvent médiatisés parfois caricaturaux.
- Du différentiel de coût dans les réseaux qui pourrait être de 1 à 2 centimes par kWh. Enedis et RTE accroissent en ce moment leurs investissements pour que le réseau puisse à horizon 2035

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

absorber 70 GW de renouvelables variables en plus, et 12 millions de points de recharge rapide des véhicules électriques. Les investissements additionnels totaux seront compris entre 1 et 2 milliards par an, soit bien inférieurs à 1 centime le kWh. Néanmoins les besoins croîtront sans doute encore pour un scénario à plusieurs centaines de GW. Il n'est pas facile de les estimer, nous nous contenterons ici d'une fourchette large. Notons que ces coûts sont financés par les développeurs via un mécanisme spécifique et donc inclus dans les prix soumis aux appels d'offre

En définitive le coût total de l'option non nucléaire serait de l'ordre de 7 à 8 centimes, inférieur ou égal à celui de l'option nucléaire ; une différence de 0 à 5 centimes par kWh, soit pour 325 TWh, jusqu'à 16 milliards d'euros par an. Ce surcoût en défaveur du nucléaire n'est pas rédhibitoire, mais l'analyse rationnelle montre clairement que c'est au nucléaire neuf de faire ses preuves face aux énergies renouvelables et non l'inverse, contrairement à ce qui est souvent affirmé.

Encore une fois, il s'agit là d'ordre de grandeur. Une modélisation fine est nécessaire pour évaluer plus précisément les crédits de capacité des diverses énergies variables, l'évolution de la demande, les coûts de réseaux, etc. Notons toutefois que même si l'on divisait par deux le facteur de capacité de l'éolien terrestre et maritime, et que l'on augmentait de 15 GW les investissements de capacité thermique pilotables dans l'option sans nucléaire, le coût additionnel annuel de 1,5 milliards d'euros mettrait l'option sans nucléaire au même coût que l'option nucléaire - dans le meilleur des scénarios nucléaires.

Pour finir sur ce plan indiquons que l'option nucléaire peut avoir aussi un impact important sur l'endettement public. L'investissement pour 325 TWh est de l'ordre de 300 milliards d'euros ; il peut être essentiellement privé pour les renouvelables mais sera essentiellement public pour l'option nucléaire et pourrait donc augmenter nettement l'endettement public de la France pendant 20 ou 30 ans.

L'emploi

Le chiffre des emplois actuels liés au nucléaire est controversé. Le nombre d'emplois directs est de l'ordre de 100 000 et sera inférieur pour un parc réduit d'un tiers. Le chiffre réel des emplois indirects semble de l'ordre de 200 000, leur définition n'étant pas évidente. Dans l'option non nucléaire les emplois supplémentaires dans les renouvelables et les réseaux compensent en grande partie les réductions d'emplois nucléaires ; la différence globale correspondant essentiellement à la différence de coûts est peut-être de l'ordre de 50 000 emplois.

Le problème majeur d'emploi lié à l'option non nucléaire est la reconversion en 20 ans de 100 000 emplois consacrés directement au nucléaire ou associés à l'activité nucléaire sur une quinzaine de sites mais ce à partir de 2035, il est donc possible d'anticiper. En attendant les grands chantiers que constituent le grand carénage des centrales existantes sont de gros pourvoyeurs d'emplois qualifiés.

L'impact sur l'emploi en France des activités nucléaires à l'étranger est pris en compte ci-dessous.

Impact sur les importations et exportations

Une raison fondamentale du choix en 1973 de l'électricité nucléaire était le remplacement d'importations très importantes de gaz ou pétrole par une industrie à base d'emplois en France. La recherche d'indépendance économique était justifiée.

Il s'agit maintenant de comparer 325 TWh d'énergie nucléaire essentiellement à base de dépenses en France avec 325 TWh d'énergies renouvelables essentiellement à base de dépenses en France. La part d'importations semble devoir être assez faible et du même ordre pour les 2 options pour des réalisations faites en moyenne dans 10 ans. Le risque lié à la disponibilité d'uranium semble faible vu le plafonnement du nucléaire mondial.

L'option non nucléaire réduit les espoirs d'activités nucléaires à l'exportation. Il serait intéressant de faire le bilan objectif de ces activités depuis 50 ans en conseils, exportation de réacteurs et prises de participation et notamment de savoir s'il a été positif ou négatif. Le potentiel est actuellement

PEUT-ON SE PASSER EN FRANCE D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ?

beaucoup plus faible qu'espéré dans le passé et la compétition avec la Russie et surtout la Chine (réacteur Hualong) sera très difficile. Les surcoûts et les difficultés industrielles rencontrés par l'EPR en France ont fortement abimé l'image de cette technologie qui par ailleurs ne semble pas, au vu de sa taille, nécessairement adaptée au marché international, qui pourrait préférer de petits réacteurs.

L'emploi correspondant envisageable en France est dans le meilleur des cas plutôt de dizaines de milliers que de centaines de milliers.

La France, pour favoriser l'énergie nucléaire, n'a pas assez développé l'étude de solutions compétitives pour l'énergie sur des marchés mondiaux de taille totale dix fois supérieure à celle du nucléaire, comme le montrent tous les exercices de prospective énergétique à long terme, y compris ceux de grandes compagnies pétrolières : stockage d'énergie, éolien terrestre et maritime, solaire, hydrogène, énergie marémotrice, gestion numérique. Malgré cela, nos entreprises petites ou grandes enregistrent actuellement de nombreux succès à l'exportation dans ces secteurs, sur tous les continents.

Conclusion

La plupart des pays, et particulièrement en Europe, projettent pour le milieu du siècle une électricité d'origine essentiellement renouvelable. C'est aussi une option réaliste pour la France qui a un très grand potentiel d'énergies renouvelables très complémentaires. La production nucléaire mondiale plafonne depuis 20 ans ; elle fournit actuellement 5 % de l'énergie globale (10 % de l'électricité).

Peu de pays envisagent une part nucléaire de plus de 20 % dans l'électricité future. Grâce à son expérience et son expertise la France est le seul pays ayant une option réaliste avec 50 % d'électricité nucléaire (250 TWh/an sur 500). La différence entre les deux options pour 325 TWh a plusieurs impacts importants dont deux favorables à l'option nucléaire par rapport à l'option non nucléaire :

- Elle réduit de moitié la présence d'éoliennes dans le paysage ;
- Elle évite la reconversion, en vingt ans mais commençant dans dix ou quinze ans et en vingt ans du personnel consacré directement au nucléaire ou indirectement près d'une quinzaine de sites.

L'option nucléaire paraît défavorable sur trois points :

- Le coût au kWh est probablement plus élevé, la différence pouvant ne pas être négligeable
- Le financement public est plus important, d'environ 200 milliards d'euros, ce qui pourrait augmenter d'autant la dette publique française.
- Le risque lié à un accident nucléaire peut être moins important qu'actuellement si on construit des centrales plus sûres et qu'on évite les sites proches des très grandes agglomérations. Il reste toutefois significatif et les volumes de déchets nucléaires augmentent fortement.

En dehors de la France, l'option nucléaire est très limitée : la production nucléaire mondiale est voisine de 2 000 TWh/an depuis 1995 et changera peu d'ici 2030, elle fournira alors 6 % de l'électricité qui dépassera 30 000 TWh.

En résumé, l'expertise nucléaire de la France et ses réserves en énergies renouvelables lui permettent le choix entre deux solutions dont les avantages respectifs schématisés ci-dessus pourront être précisés davantage après publication dans quelques mois de l'étude de l'équilibre du réseau sans construction nucléaire nouvelle que le gouvernement a demandé à RTE.