

Compte rendu

Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire, dans le périmètre du mix électrique français et européen, ainsi qu'aux conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment de la centrale de Fessenheim

– Audition de M. Benjamin Dessus, président de Global Chance, et de M. François Lévêque, professeur d'économie au CERNA-Mines ParisTech. 2

Mercredi
26 mars 2014
Séance de 11 heures

Compte rendu n° 28

SESSION ORDINAIRE DE 2013-2014

**Présidence
de M. François Brottes**
Président

L'audition débute à onze heures quarante-cinq.

M. le président François Brottes. La commission d'enquête va procéder à l'audition de M. Benjamin Dessus, président de Global Chance, et de M. François Lévêque, professeur d'économie au CERNA – Mines Paris Tech.

Nos invités ont tous deux publié de nombreux ouvrages accessibles au grand public – ce qui n'est pas une mince affaire dans un domaine où les publications s'adressent souvent à des spécialistes ou relèvent d'une forme d'intégrisme pour ou contre le nucléaire. Si M. Lévêque revendique en la matière une certaine neutralité – ce qui signifie sans doute qu'il y est plutôt favorable –, M. Dessus assume un regard très critique et exprime régulièrement tout le mal qu'il pense du nucléaire dans les cahiers publiés par l'association Global Chance.

Dans quelques semaines s'ouvriront les débats sur la transition énergétique, qui feront une place importante aux coûts passés, présents et futurs du nucléaire. C'est d'ailleurs le cœur de la réflexion souhaitée par notre rapporteur Denis Baupin, dans un contexte d'interrogations sur la concurrence ou la complémentarité entre la prolongation du parc historique, avec ou sans grand carénage, et le déploiement de réacteurs de troisième génération, qu'il s'agisse d'EPR ou d'« EPR *light* », pour reprendre le néologisme aux contours encore imprécis employé ce matin par M. Baupin.

Messieurs, conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, je vous invite à prêter le serment de dire la vérité, rien que la vérité, toute la vérité.

MM. Benjamin Dessus et François Lévêque prêtent serment.

M. Benjamin Dessus, président de Global Chance. Je présenterai aujourd'hui les chroniques d'investissement de parcs nucléaires d'une durée de vie de quarante, cinquante et soixante ans, renouvelés et produisant 400 térawattheures. J'évoquerai également les coûts de production associés aux divers scénarios envisagés.

M. Benjamin Dessus commente un document remis aux membres de la commission d'enquête.

L'hypothèse d'un parc de 400 térawattheures renouvelé correspond à l'évaluation des besoins en 2025 retenue par EDF, qui table sur une augmentation de la consommation d'électricité, étant également entendu que le nucléaire représenterait encore la moitié de la production totale. J'ai également élaboré d'autres scénarios, car celui-ci ne me semblait pas pleinement probable.

Outre le maintien du parc à 400 térawattheures, les principales hypothèses que j'ai retenues sont les suivantes :

Un coût du grand carénage compris entre 1 500 euros et 4 000 euros par kilowatt – comme, d'ailleurs, a dû vous l'indiquer tout à l'heure M. Yves Maignan –, avec des temps d'arrêt croissants, bien plus longs pour un carénage très important que pour un carénage plus modeste.

Un coût de l'EPR fixé à 8,5 milliards d'euros selon l'estimation couramment avancée, d'une part, et entre 6 et 6,4 milliards d'euros selon EDF, qui considère que ce prix sera atteint lorsque cinq réacteurs auront été construits, d'autre part.

Un coût du démantèlement qui présente d'importantes marges d'incertitude et qui varie entre 300 euros le kilowatt selon l'estimation d'EDF et jusqu'à 1 000 euros le kilowatt selon la Cour des comptes et les éléments que l'on peut tirer de l'expérience des États-Unis en la matière.

Quant au stockage de Bure, outre l'hypothèse basse de 36 milliards d'euros proposée voilà quelques années par la Cour des comptes et l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs), j'ai formulé une hypothèse haute tenant compte des exigences de la récupérabilité réelle des déchets, qui pourrait atteindre de 36 à 48 ou 50 milliards d'euros.

Les graphiques figurant en deuxième page présentent les différentes hypothèses envisagées.

Ceux du haut de la page font apparaître la chronologie des investissements pour un parc nucléaire de 400 térawattheures composé de réacteurs d'une durée de vie limitée à quarante et cinquante ans, auquel s'ajoutent, à partir de 2018, les EPR. Dans les deux cas, une hypothèse haute et une hypothèse basse sont envisagées.

Les graphiques du bas de la page présentent également des hypothèses haute et basse pour une durée de vie portée à soixante ans, puis un scénario différent, distinguant lui aussi une hypothèse haute et une hypothèse basse : l'arrêt progressif des centrales atteignant l'âge de quarante ans et leur remplacement par 400 térawattheures d'électricité renouvelable ou produite par des turbines à gaz.

Pour établir ces calculs, j'ai cumulé les investissements par périodes de cinq ans, ce qui explique des chiffres de l'ordre de 10 ou 15 gigaeuros : il convient de les diviser par cinq pour obtenir le montant des investissements annuels.

Quel que soit le scénario retenu, l'investissement nécessaire est considérable par rapport à celui qui a été réalisé lors de la constitution du parc nucléaire, dans les années quatre-vingt : il est trois fois plus élevé dans l'hypothèse minimale et six à sept fois plus important dans l'hypothèse maximale, avec des pics d'investissement annuels pouvant atteindre plus de 25 gigaeuros.

Il importe aussi de noter que les éléments liés au démantèlement et au stockage en centre industriel de stockage géologique (Cigéo) restent mineurs dans la chronologie des investissements.

Enfin, dans les scénarios qui intègrent les énergies renouvelables, d'importantes économies d'électricité sont réalisées. Un autre scénario, qui ne figure pas dans les graphiques, illustre le passage du parc nucléaire de 400 térawattheures à 260 térawattheures, comme le proposent les intervenants que vous avez entendus avant moi, pour parvenir en 2025 ou 2030 à un parc de 40 gigawatts au lieu de 60 ou 62 gigawatts.

Dans tous les cas, on observe que, face aux investissements très importants nécessaires pour remettre le parc à niveau, tout effort d'économie d'électricité est très payant.

Compte tenu de l'importance des investissements à consentir dans tous les scénarios, il faut donc tenter de réduire le parc à construire – nucléaire ou autre – et étaler ces investissements dans le temps. À cet égard, les économies d'électricité sont très efficaces car, si elles supposent elles aussi un investissement, celui-ci est beaucoup plus faible.

La deuxième partie de mon analyse consiste à examiner les coûts du mégawattheure pour un parc prolongé et non prolongé, et à les comparer à ce qu'ils pourraient être avec l'EPR.

Pour ce faire, j'ai recouru, comme l'a fait la Cour des comptes, au coût courant économique, qui consiste à considérer le loyer d'un investissement sur la durée de vie de cet investissement – à l'instar du loyer de remboursement d'un prêt immobilier –, et à y ajouter les frais annuels d'exploitation et de maintenance, les investissements futurs étant pris en compte au moyen d'un taux d'actualisation. J'ai repris à cet égard les taux choisis par la Cour, soit 7,8 % pour le loyer économique et 5 %, inflation comprise, pour le taux d'actualisation.

Selon l'hypothèse que j'ai retenue, un réacteur arrêté à quarante ans est amorti et ne coûte plus rien, ce qui me permet de considérer le réinvestissement nécessaire pour sa remise en état comme une nouvelle installation, c'est-à-dire un investissement qui créera un loyer économique sur une durée de vie de, par exemple, dix ou vingt ans. Cette hypothèse, défavorable à ma thèse, consiste à partir de zéro. De fait, d'un point de vue stratégique, il faut choisir entre l'arrêt du réacteur ou la poursuite de son exploitation, et on peut donc considérer que la valeur de l'investissement précédent est nulle. Ce choix favorise la prolongation, mais il me paraît correct.

La dernière courbe du document que je vous ai remis exprime le coût du mégawattheure en fonction de celui du grand carénage, dont la valeur varie, selon les hypothèses, de 1 300 ou 1 500 euros jusqu'à 4 000 euros par kilowatt. Deux courbes exprimant ce coût pour une durée de vie de dix ou vingt ans respectivement croisent celles qui figurent le coût du mégawattheure produit par l'EPR, tel que calculé par la méthode de la Cour des comptes, selon que ce réacteur coûte 8,5 ou 6,4 milliards d'euros.

Quelles que soient les hypothèses retenues pour le carénage, les coûts sont élevés : ils sont au minimum de 60 euros le mégawattheure et, très rapidement, dès qu'ils atteignent des valeurs de l'ordre de 70, 75, 80 ou 90 euros le mégawattheure, ils rattrapent le coût du mégawattheure produit par l'EPR – certes moins vite dans l'hypothèse haute pour ce dernier.

Sur le graphique, la barre verticale noire représente le coût tel que l'imagine aujourd'hui EDF, qui prévoit de dépenser 55 milliards d'euros d'ici à 2025 pour procéder au grand carénage des réacteurs qui atteindront quarante ans à cette date.

Il apparaît donc que le grand carénage, qui induit sur dix ou vingt ans des coûts qui ne sont pas sensiblement inférieurs à ceux de l'EPR, induit aussi un risque important de pannes génériques, avec des réacteurs moins robustes que des réacteurs jeunes, et donc le risque de dépasser les coûts de l'EPR.

M. le président François Brottes. Cela signifie-t-il qu'il vaut mieux faire des EPR ?

M. Benjamin Dessus. Ma conclusion est plutôt que tout cela est très cher, que l'on construise des EPR ou que l'on rénove les réacteurs sur dix ans – même si le coût est un peu moindre pour une rénovation sur vingt ans. Les coûts sont sans commune mesure avec celui

du parc amorti – et encore m'en suis-je tenu au calcul de la Cour des comptes, qui n'intègre pas les assurances.

Nous avons donc clairement intérêt à ce que, renouvelé ou pas, le parc soit réduit au minimum. Il faut donc considérer le coût des économies d'électricité qui peuvent être réalisées, ce que ne fait pas du tout la politique française actuelle dans ce domaine. Tout ce qu'on gagnera sur ce plan aura des incidences considérables sur le coût final de l'opération.

En l'état, les coûts ne sont pas assez différenciés pour recommander plutôt de prolonger la durée de vie des réacteurs ou de construire dès maintenant des EPR.

M. le président François Brottes. Quel était le coût du pétrole lorsque le parc nucléaire français initial a été constitué ? Peut-on encore, comme à l'époque, intégrer dans les choix stratégiques du pays la notion de moindre dépendance énergétique ?

Par ailleurs, j'ignore comment réagiraient les actionnaires de Fessenheim autres que l'État, si on leur disait que, dès lors qu'on arrête le réacteur, il ne vaut plus rien.

Enfin, un coût doit toujours être estimé par rapport à une durée de vie et d'amortissement, et non pas dans l'absolu : sur quelle durée vos hypothèses de coût reposent-elles ?

M. Benjamin Dessus. Mes hypothèses de prolongation de la durée de vie des réacteurs sont de dix et vingt ans, et les coûts correspondant varient en fonction de celui du grand carénage, comme le montrent les tableaux que je vous ai remis. Pour ce qui concerne l'EPR, j'ai adopté la thèse classique d'une durée de vie de soixante ans. Je m'en suis donc tenu à l'hypothèse de la Cour des comptes.

Quant au pétrole, il faudrait comparer, outre les coûts de production depuis les années soixante-dix, les investissements pétroliers réalisés à l'époque. Je ne puis vous apporter une réponse immédiate, mais il me semble que le pétrole est relativement moins cher et que le prix du baril, passé de 25 dollars environ à 110 dollars aujourd'hui, a moins dérivé, compte tenu de l'inflation.

M. François Lévêque, professeur d'économie à Mines Paris Tech. Je me propose de partager avec vous quelques réflexions d'économiste autour de la question de l'ancien et du nouveau nucléaire.

Il faut d'abord souligner que la question de la durée de vie du parc existant et celle de savoir par quoi il sera remplacé sont tout à fait indépendantes : il faudra bien, un jour, fermer les centrales existantes, que ce soit à un horizon de quarante, cinquante ou soixante ans. J'en veux pour preuve empirique que certains pays qui ont décidé de ne plus construire de nouveau nucléaire, comme la Suisse ou l'Allemagne, ont adopté des calendriers de sortie différents : certains ont décidé de fermer rapidement les réacteurs existants, d'autres de le faire lentement. Certains ont choisi de ne pas les remplacer, tandis que d'autres envisagent de les remplacer par de nouveaux réacteurs. Ce sont donc deux questions qui se posent en parallèle : celle du calendrier et celle du remplacement – ou non – des réacteurs existants par de l'éolien, du gaz ou du nucléaire.

Le sujet important aujourd'hui est le calendrier : la France optera-t-elle pour une fermeture rapide ou progressive des réacteurs ? En Allemagne, deux options ont successivement été envisagées : une sortie progressive, avec la fermeture du dernier réacteur

en 2034, et une sortie rapide, avec une dernière fermeture en 2022. À l'issue de l'accident survenu dans la centrale de Fukushima-Daïchi, la décision prise a été celle d'un calendrier accéléré. Ces deux calendriers n'ont pas le même coût, et l'option choisie par l'Allemagne coûte environ 50 milliards d'euros à l'économie allemande.

Compte tenu des conséquences qu'elle peut avoir sur l'économie, la question du calendrier de fermeture des réacteurs existants est un sujet économique.

En deuxième lieu, et aussi brutal que cela puisse paraître, on ne voit pas, d'un point de vue économique, pourquoi la décision de fermeture des réacteurs existants devrait être prise par des tiers autres qu'une autorité de sûreté et l'opérateur. De fait, dès lors que l'autorité de sûreté indépendante chargée de veiller au maintien ou à l'amélioration de la sûreté des réacteurs en activité indique à l'exploitant qu'il peut poursuivre l'exploitation d'un réacteur moyennant certains travaux, celui-ci évalue la rentabilité de cette prolongation en fonction de ses projections quant au prix de vente de l'électricité. Il s'agit là d'un raisonnement économique en termes de coûts et bénéfices.

Dès lors, le pouvoir exécutif et législatif doit-il intervenir sur ce calendrier ?

Une première réponse possible est qu'il le doit au nom de la sécurité de l'approvisionnement, comme c'est le cas en Allemagne et dans certains autres pays européens, où des régulateurs et des politiques interviennent pour empêcher la fermeture de centrales. La sécurité de l'approvisionnement est en effet, d'un point de vue d'économiste, un bien collectif qui relève du pouvoir politique. Une telle justification semble militer plutôt pour un prolongement de la durée de vie des réacteurs.

En dehors de ce cas, dès lors que l'autorité de sûreté est compétente, il n'y a pas de raison qu'un tiers détermine le calendrier de leur fermeture, à moins que le politique n'élève l'objectif de sûreté, qu'il n'appartient pas à l'autorité de sûreté de définir. Si l'apparition de nouvelles connaissances ou une évolution de la perception du risque par le public peut, en effet, justifier une intervention du politique, celle-ci ne doit pas pour autant viser la fermeture de centrales : le politique doit communiquer le nouvel objectif à l'autorité de sûreté, à qui il revient de prendre les décisions correspondantes. S'il court-circuite l'autorité de sûreté, le politique risque d'en compromettre la crédibilité.

Les travaux que j'ai consacrés à l'évolution des coûts du nucléaire mettent en évidence une tendance relativement connue des spécialistes : le nucléaire est – historiquement du moins – une technologie à coûts croissants, pour laquelle les économies d'échelle et d'apprentissage sont assez difficiles à observer en France, où les conditions ont pourtant été les plus favorables en termes de standardisation et d'expérience de l'opérateur.

En conclusion, je le répète, le sujet économique du moment n'est pas le déploiement de nouveaux réacteurs en France : il s'agit moins de savoir par quoi il convient de remplacer les réacteurs existants que de définir le calendrier de leur fermeture. C'est une question de gouvernance et de choix entre différentes options de fermeture – lente ou accélérée. C'est là une question clé pour l'économie française, que vous êtes en train d'éclairer et de documenter.

À la différence de M. Dessus, je considère que, comme l'illustrent les évaluations effectuées en Allemagne, fermer un réacteur dont l'autorité de sûreté a autorisé l'exploitation et pour lequel l'exploitant juge que le coût des améliorations exigées par cette autorité est

nettement inférieur aux recettes futures, c'est jeter de l'argent – et beaucoup d'argent – par la fenêtre.

M. Denis Baupin, rapporteur. Merci pour ces deux exposés assez différents, qui contribuent à nous offrir une vision transversale, une vision macroéconomique globale de l'évolution des coûts.

Monsieur Dessus, il semble que, sous le terme de « grand carénage », vous réunissiez à la fois l'acception qu'EDF donne à ce terme et les conséquences qu'auraient les décisions de l'autorité de sûreté quant au référentiel de sûreté applicable pour autoriser une prolongation.

Par ailleurs, selon vous, la prolongation de la durée de vie des réacteurs et la construction d'EPR coûtent finalement plus cher que la mise en place d'une politique d'efficacité énergétique. Sur quelles bases de calcul et sur quels documents vous fondez-vous pour évaluer les besoins d'investissement correspondant à une telle politique ?

Monsieur Lévêque, vous vous interrogez sur la légitimité au titre de laquelle l'État pourrait intervenir dans la décision de fermer des réacteurs. Cependant, c'est à l'État qu'il incomberait de faire face à l'impact d'un accident nucléaire majeur – qui, selon l'Autorité de sûreté nucléaire elle-même, n'est pas impossible en France. C'est là peut-être une raison justifiant qu'il puisse prendre des décisions de fermeture.

Par ailleurs, les logiques de fonctionnement des réseaux et les stratégies énergétiques définies avec les pays voisins, en fonction notamment des éventuelles surcapacités, peuvent avoir des conséquences sur les tarifs, lesquels relèvent aussi de l'État : celui-ci pourrait donc, au titre de la politique énergétique, décider de la puissance nucléaire qu'il convient de définir à un horizon donné.

M. le président François Brottes. L'État ne fait que contribuer à la fixation des tarifs. Lorsqu'il tente de les fixer, le Conseil d'État le censure.

M. le rapporteur. Certes, mais du moins les tarifs ne sont-ils pas définis seulement par l'offre et la demande, et il est donc assez légitime qu'il existe une politique visant à les réguler.

Quant à savoir si l'arrêt d'une installation existante qui pourrait continuer de fonctionner est une perte, cela dépend évidemment du coût de sa prolongation. Pour le parc nucléaire français, nous disposons d'hypothèses sur le coût du grand carénage nécessaire pour maintenir les réacteurs en activité jusqu'à quarante ans, ainsi que sur le coût de leur prolongation au-delà. Sur quelles hypothèses vous fondez-vous pour déclarer qu'il serait forcément plus coûteux de ne pas prolonger la durée de vie des réacteurs que de la prolonger ?

M. Benjamin Dessus. Ce que j'ai désigné comme un « grand carénage » recouvre, en effet, le grand carénage proprement dit et les mesures post-Fukushima – c'est-à-dire l'ensemble des opérations permettant de prolonger de dix ou vingt ans la durée de vie des réacteurs. Les chiffres que j'ai utilisés sont à peu près ceux du rapport Marignac – soit une fourchette correspondant à la somme du coût de la maintenance de la jouvence des réacteurs et de celui des opérations rendues nécessaires après l'accident de Fukushima.

M. le rapporteur. Il ne s'agit donc pas de la définition ordinaire du grand carénage.

M. Benjamin Dessus. Mon évaluation de l'investissement nécessaire pour les économies d'électricité se fonde sur des travaux que j'ai réalisés antérieurement. Les coûts que j'ai retenus par mégawattheure évité sont de 70 euros pour l'électricité thermique, de 50 euros pour l'électricité spécifique et de l'ordre de 40 euros pour l'industrie – seuil au-dessous duquel les investissements, dont le temps de retour est de quatre à cinq ans, ne sont pas engagés.

Ces opérations sont rentables si l'on en compare le coût, non à celui de la production, mais à celui de la distribution d'électricité, qui se situe entre 100 et 130 euros le mégawattheure selon que l'électricité est destinée à l'industrie ou à la consommation domestique.

C'est sur ces bases que j'ai évalué ce que pourrait être le coût d'une économie d'une centaine de térawattheures par rapport à celui de la mise en place d'un parc de 400 térawattheures en 2050. Je vous ferai parvenir une note qui analyse plus en détail la situation par secteur.

M. le président François Brottes. Les coûts de transport et de distribution, qui font par ailleurs l'objet d'une péréquation, sont-ils quantité négligeable quel que soit le scénario, ou pourrait-on travailler un peu plus sur ce point ?

M. Benjamin Dessus. C'est là un aspect sur lequel le déficit est considérable. Tout d'abord, le capital investi en transport et distribution, et le patrimoine industriel correspondant, est nettement plus important que celui consacré à l'outil de production lui-même. L'étude que Jean-Michel Charpin, René Pellat et moi-même avons réalisée pour le Premier ministre Lionel Jospin avait évalué ce patrimoine au triple de la valeur des centrales. Or ce patrimoine est à renouveler dans les trente à quarante prochaines années. Il s'agit donc là d'un problème majeur.

Il ne suffit pas de considérer, par exemple, que la production par des éoliennes suppose un réseau de distribution moins centralisé que celui que nous possédons actuellement, il faut aussi savoir quelle sera la quantité totale d'électricité à distribuer – la situation est différente s'il s'agit de 800 ou de 400 térawattheures, surtout dans une optique de renouvellement sur quarante ans. Dans mon étude, l'opération se justifiait davantage, d'un point de vue économique, par la diminution de la consommation d'électricité en 2050 que par le coût de production. Un travail important reste à faire sur l'outil de distribution et de transport, et cela d'autant plus qu'on oublie souvent de tenir compte de son renouvellement.

M. le président François Brottes. En outre, les lignes à haute tension sont aujourd'hui le plus souvent enterrées, y compris pour certaines liaisons entre pays. Ces décisions sont prises pour des raisons qui ne relèvent pas de la sûreté ou de la sécurité, mais de la qualité paysagère, sans que l'on s'interroge sur leurs incidences pour les ménages ou la compétitivité des entreprises.

M. Benjamin Dessus. Ce sujet, aussi important que celui des EPR, a été très peu traité. Nous l'avons abordé dans le rapport que j'ai cité, mais je n'en ai pas vu d'analyse prospective globale pour les quarante prochaines années.

M. le président François Brottes. De fait, même si RTE est capable de fournir des réponses en termes de réseau, le couple production-réseau est rarement étudié sur le plan économique.

M. François Lévêque. Pour l'économiste que je suis, l'intervention de l'État se justifie très fortement dans le choix du mix énergétique et du dispositif qui remplacera, le jour venu, les centrales nucléaires existantes, car le marché n'est pas capable de choisir un bon niveau de diversité technologique, et les questions de sécurité et d'indépendance énergétiques qui se posent touchent à un bien public.

Pour ce qui est, en revanche, du calendrier de fermeture des réacteurs existants, l'intervention de l'État ne se justifie pas, sinon au regard de sa responsabilité en cas d'accident. C'est à l'État, et non à l'autorité de sûreté ou à l'exploitant, que revient la décision de relever l'objectif de sûreté, par exemple lorsque de nouvelles connaissances apparaissent ou lorsque la perception du risque par la population se fait plus vive. Si le politique décide qu'il faut être plus ambitieux en matière de sûreté, il doit transmettre cet ordre à l'autorité de sûreté, sans la court-circuiter, en demandant d'accélérer la fermeture. Si l'État pousse l'ambition jusqu'au point où l'accident doit être impossible, il faut fermer les centrales nucléaires.

Un objectif de sûreté plus ambitieux suppose aussi un coût plus élevé. On retrouve là la question du coût du grand carénage. De fait, pour l'exploitant, deux raisons peuvent entraîner une augmentation du coût de sûreté : soit l'objectif est devenu plus ambitieux, soit on constate, pour un même objectif, une dérive des coûts.

Pour déclarer qu'il est toujours plus profitable pour l'économie du pays de maintenir les centrales nucléaires existantes dès lors que l'autorité de sûreté en est d'accord, je me suis fondé sur le coût du grand carénage avancé par EDF, soit 55 milliards d'euros. À un tel niveau, cela vaut la peine économiquement de continuer d'exploiter les centrales existantes si l'autorité de sûreté donne son aval.

La Cour des comptes s'est interrogée sur les coûts de la prolongation des centrales, mais je ne crois pas que ses conclusions soient déjà établies. Ma base de calcul reste donc le chiffre de 1 milliard d'euros par réacteur.

M. le président François Brottes. L'Autorité de sûreté nucléaire, que vous semblez présenter comme un prestataire de services de l'État, doit remplir des missions qui lui sont confiées par la loi, c'est-à-dire par le peuple. C'est elle qui, jusqu'à présent, a eu des exigences éthiques visant à élever le niveau de sûreté à mesure qu'elle le jugeait nécessaire ; il s'agissait rarement d'une demande de l'État. Il peut arriver que l'autorité politique décide de fermer une centrale, mais ce n'est pas nécessairement pour des raisons de sûreté. En effet, tant qu'une centrale est en activité, elle doit donner des garanties de sûreté et, dès lors que le niveau de sûreté exige des investissements supplémentaires qui ne sont pas réalisés, elle doit être fermée. En tout état de cause, l'autorité de sûreté n'est nullement un prestataire de services des pouvoirs publics.

M. Benjamin Dessus. L'autre raison justifiant que l'État soit impliqué dans la fermeture des centrales tient au risque économique global. Le fait que le parc nucléaire représente 75 % ou 80 % de la production peut ainsi représenter un risque lié, par exemple, à l'approvisionnement en uranium ou à des aspects techniques.

M. François Lévêque. Je suis un ardent défenseur des autorités de sûreté indépendantes, compétentes et transparentes, et je me réjouirais que l'exemple français ou américain essaime dans le monde entier. Ces autorités ne sont pas des prestataires de services,

mais elles se voient transmettre par le Parlement un objectif de sûreté – lequel est, du reste, toujours qualitatif, car il est très difficile de le définir en termes quantitatifs.

Il est légitime que le législateur puisse, en fonction de l'évolution du monde et de la perception du public, souhaiter une plus grande ambition en matière de sûreté nucléaire, mais une autorité de sûreté ne doit pas avoir un pouvoir discrétionnaire total pour décider seule du niveau de sûreté applicable.

M. le président François Brottes. Messieurs, je vous remercie.

L'audition s'achève à midi quarante.



Membres présents ou excusés

Commission d'enquête relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire

Réunion du mercredi 26 mars 2014 à 11 heures

Présents. – Mme Marie-Noëlle Battistel, M. Denis Baupin, M. François Brottes, Mme Sandrine Hurel, Mme Frédérique Massat

Excusés. – Mme Françoise Dubois, Mme Sylvie Pichot, M. Franck Reynier, M. Stéphane Travert

**DOCUMENTS MIS À LA
DISPOSITION DE LA COMMISSION**

Prolongation du parc nucléaire actuel : éléments économiques

Benjamin Dessus, Global Chance, 24 mars 2014

I- Chroniques d'investissements de parcs de 40 ans, 50 ans et 60 ans de durée de vie, renouvelés par des parcs EPR au niveau 400 TWh.

II - Coûts de production associés aux divers scénarios.

Principales hypothèses

Maintien du parc nucléaire à 400TWh jusqu' après 2050

Coûts de Grand carénage :

Bas - 1500 €/kW et 6 mois d'arrêt

Haut - 4000€/ KW et 18 mois d'arrêt

Coût EPR :

Haut - 8,5 G€/ réacteur de 1600 MW

Bas - 6,4 G€/ réacteur de 1600 MW

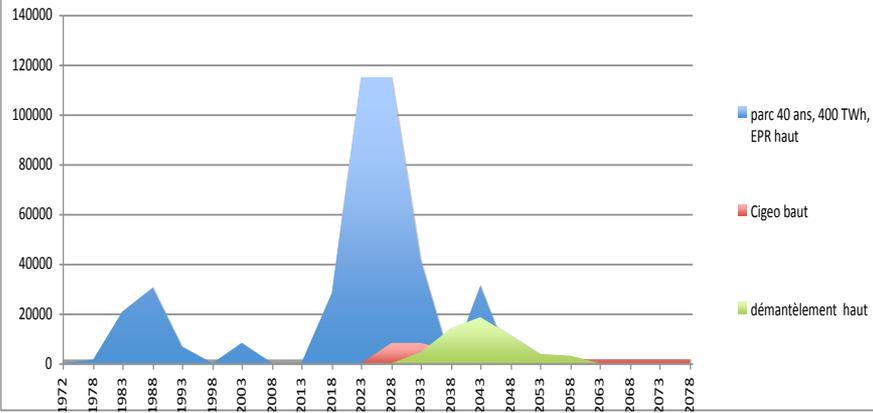
Démantèlement 10 ans après l' arrêt, sur 10 ans

Coût : Bas - 300€/kW Haut - 900€/kW

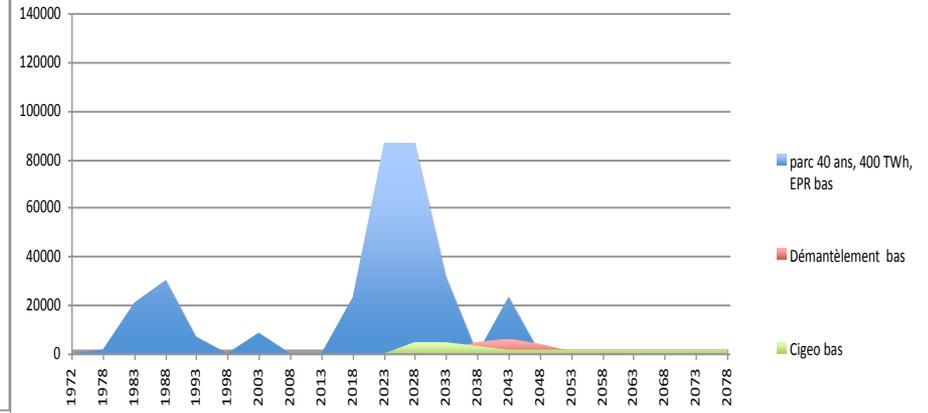
Stockage Bure. Bas - 36 G€ Haut - 48 G€

Chronologie Investissements parcs nucléaires 400 TWh 40 ans et 50 ans

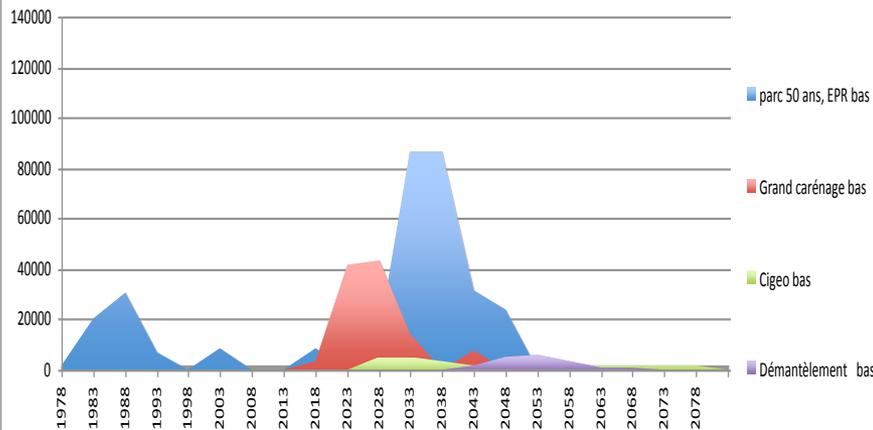
Parc 40 ans +EPR 400TWh hyp haute



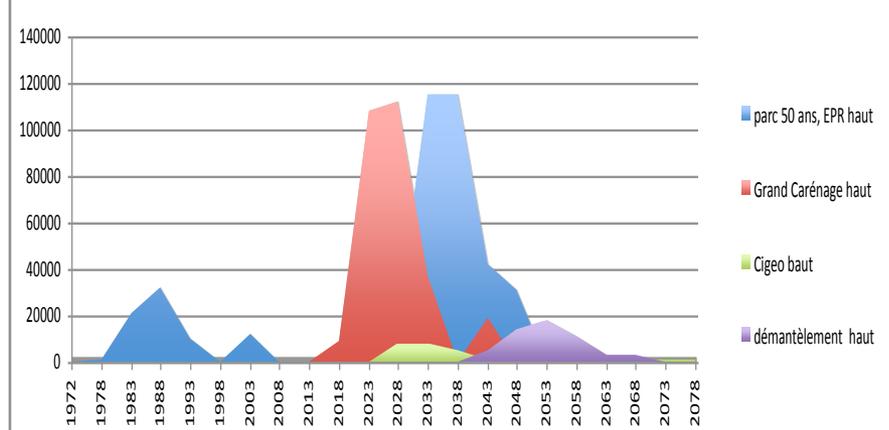
Parc 40 ans +EPR 400TWh , hyp basse



Prolongation à 50 ans,+EPR 400TWH hyp basse

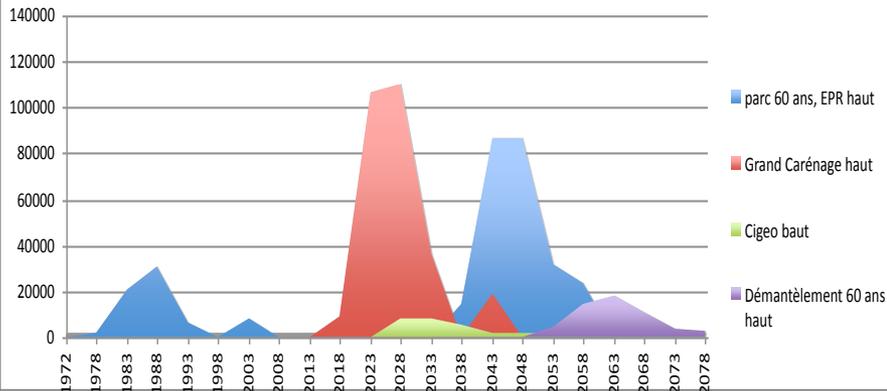


Prolongation à 50ans +EPR, hypothèse haute

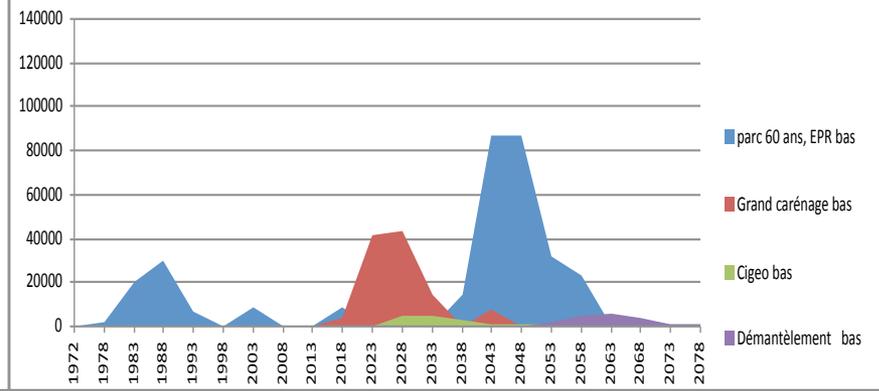


Chronologie Investissements parcs nucléaires 400 TWh 60 ans et arrêt nucléaire +renouvelables

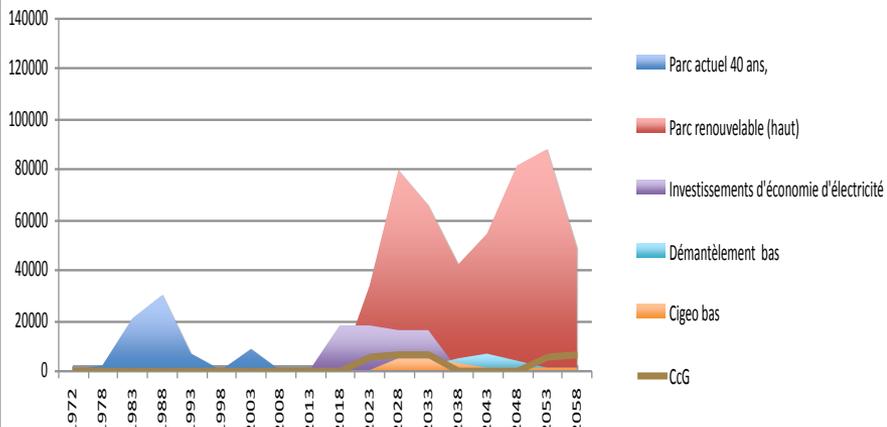
Prolongation parc à 60 ans +EPR 400TWh hyp haute



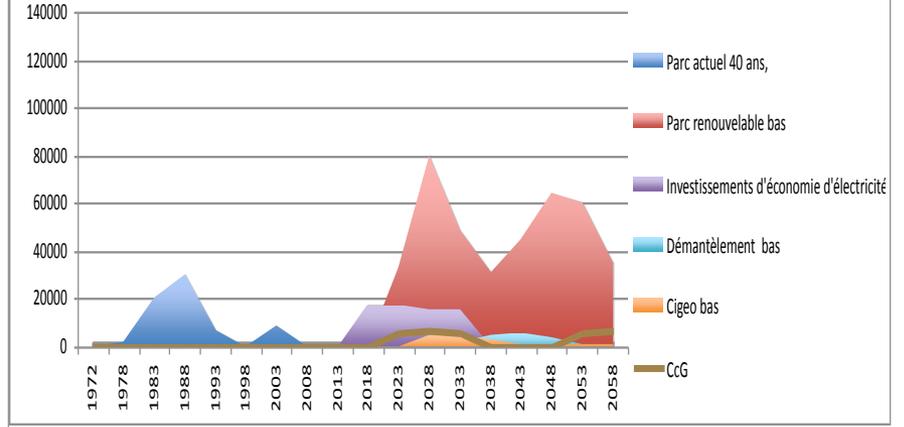
Prolongation parc à 60 ans +EPR 400 TWh hyp basse



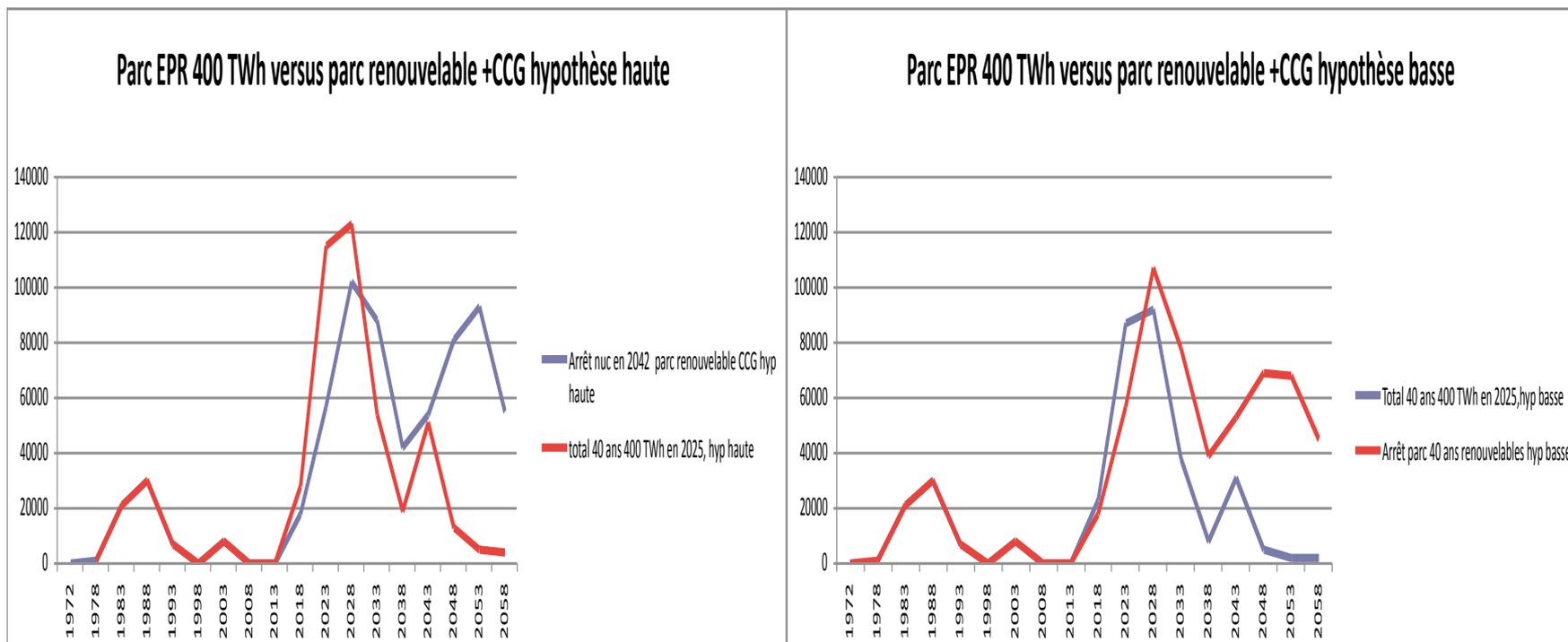
Arrêt nucléaire 40 ans, économies, parc renouvelable, hyp haute



Arrêt nucléaire 40 ans, économies, parc renouvelables hyp basse



Parc EPR 400 TWh versus renouvelables +CCG



Première conclusion

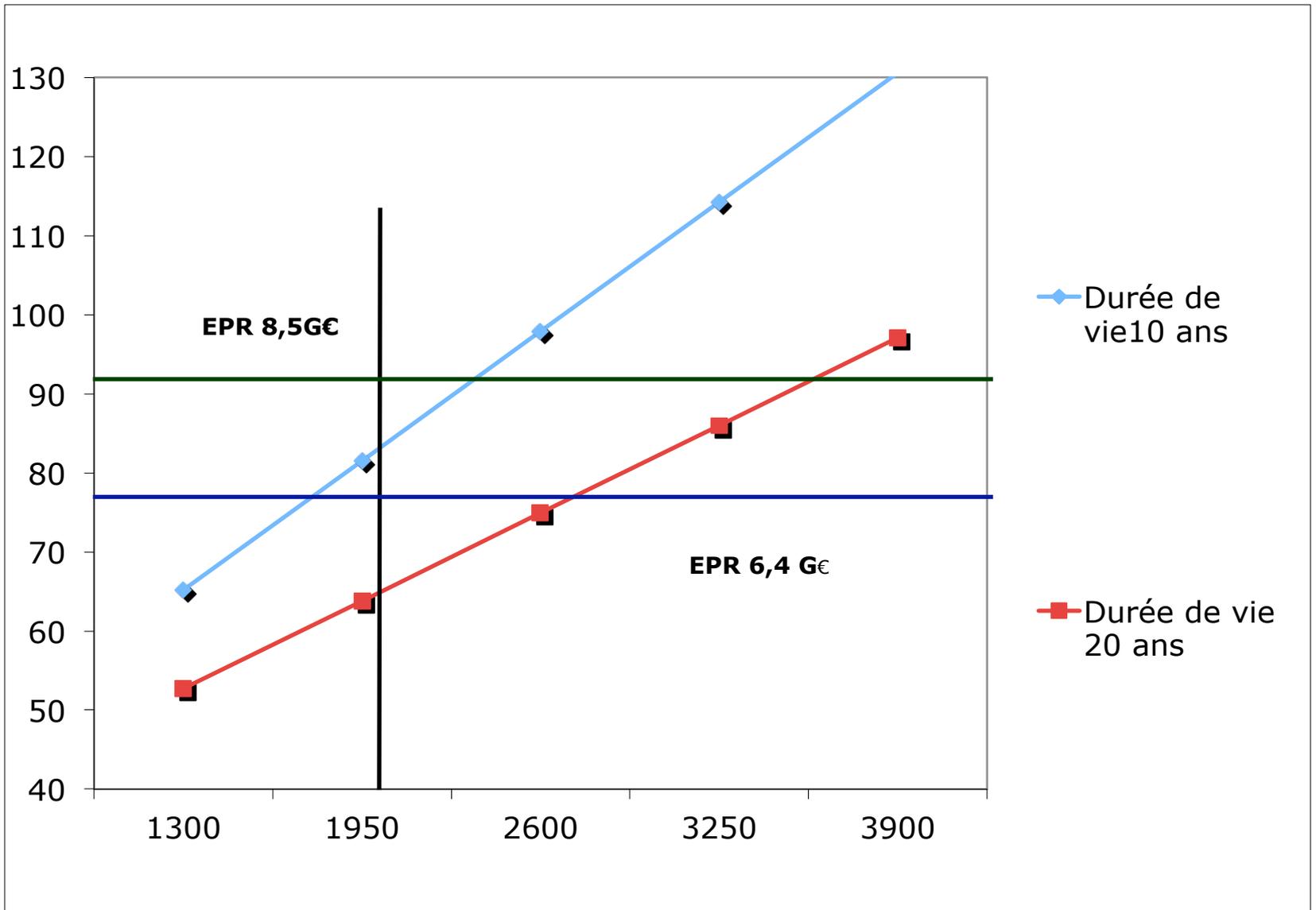
Les investissements nécessaires au maintien du nucléaire au delà de 2050 sont 3 à 7 fois supérieurs à ceux observés pendant la construction du parc actuel. D'où l'intérêt de réfléchir à des scénarios d'économie d'électricité.

Coûts courants économiques de la production nucléaire

- Hypothèses de travail :
- Mêmes taux d'actualisation et de loyer économique que la Cour (5% et 7,8%)
- Chaque réacteur est considéré comme amorti au bout de 40 ans.
- Facteur de charge EPR 75%
- Facteur de charge parc prolongé 70%

Coût du MWh prolongation 10 et 20 ans

Coût du carénage					
€/kW)	1300	1950	2600	3250	3900
Prolongation 10 ans					
€/MWh	65,2	81,5	97,9	114,2	130,6
Prolongation 20 ans €/MWh	52,7	63,8	74,9	86	97,1
EPR hyp haute 5300 €/kW	92,8				
EPR Hyp basse 4000 €/kW	76,8				



Principales conclusions

I- La prolongation de 10 à 20 ans du parc actuel et le renouvellement par des EPR suppose des investissements très lourds (3 à 7 fois celui du parc initial), entraînant des coûts au MWh élevés dans tous les cas souvent du même l'ordre que celui de l'EPR (70 à plus de 100€/MWh).

- *Les risques économiques associés à la prolongation sont élevés (pannes génériques etc.) et peuvent grever fortement le coût du MWh.*

- Toute réduction de l'ampleur du renouvellement, avec ou sans prolongation a des conséquences rapidement bénéfiques sur la chronique d'investissement.

- *Les indications économiques sur les scénarios de modération permettant d'éviter le renouvellement du parc nucléaire et sa substitution par un mix renouvelable CCG montrent l'intérêt de ces stratégies.*

Eléments économiques du débat sur la prolongation de durée de vie du parc nucléaire actuel.

Benjamin Dessus . Global Chance, 24 mars

*

Cette note se propose d'apporter des éléments économiques à la discussion actuelle sur les diverses options de prolongation ou d'arrêt de la production nucléaire française, à un horizon qui dépasse 2050. Nous comparons dans une première partie I les investissements à réaliser suivant différentes stratégies puis, dans une deuxième partie II les coûts économiques par MWh qui leur correspondent.

I - Chronique des investissements à réaliser dans la filière nucléaire pour en maintenir une production déterminée au moins jusqu'à 2050.

Dans une optique de poursuite du nucléaire au-delà de 2050, les options actuellement en discussion sont soit le renouvellement du parc à la fin de sa durée de vie actuellement prévue (40 ans) et son remplacement par une série d'EPR, soit le prolongement de vie du parc actuel de 10 à 20 ans avant renouvellement par des EPR.

Le second débat porte sur l'évolution du niveau de production nucléaire nécessaire sur cette période. En effet, l'engagement de François Hollande de faire chuter la part du nucléaire de 75 à 50% dans la consommation électrique française en 2025 ne suffit pas à déterminer ce niveau puisque la consommation d'électricité ne fait l'objet d'aucun objectif chiffré à cette époque. C'est ainsi qu'EDF par exemple considère que l'augmentation de la consommation d'électricité qu'elle prévoit d'ici 2025 justifie de maintenir une production nucléaire de l'ordre de 400 TWh en 2025 et au-delà, tout en respectant la clause des 50%. D'autres comme négaWatt ou Global Chance considèrent au contraire que les besoins d'électricité pourraient avoir déjà chuté de façon importante en 2025 par rapport à la consommation brute intérieure actuelle (500 TWh), sous l'influence d'une politique volontariste d'économie d'électricité.

Nous avons construit les premiers scénarios présentés dans l'hypothèse d'un maintien de la production nucléaire au niveau de 400 TWh sur toute la période. On trouvera cependant une variante avec une production nucléaire de 260 TWh à partir de 2025 et une autre compatible avec un arrêt du parc actuel sans renouvellement en 2042.

Nous avons retenu les options et hypothèses suivantes principales pour bâtir les scénarios de poursuite de maintien d'une production nucléaire de 400 TWh jusqu'en 2050 :

Les options :

1- Chacun des réacteurs du parc est arrêté quand il atteint 40 ans et est remplacé à partir de 2018 par des EPR pour maintenir une production de 400 TWh.

2 - La durée d'exploitation des réacteurs du parc actuel est prolongée de 10 à 20 ans à l'issue d'un « Grand carénage » dont le coût se situe entre 1,5 Md€ par réacteur dans un scénario d'exigences moyennes de sûreté (soit en moyenne $1,5 \times 58/62 \text{ GW} = 1400 \text{ €/kW}$) et pourrait atteindre 4 Md€ (370 0€/kW) dans une démarche d'application systématique des meilleures garanties de sûreté s'approchant des exigences fixées pour de nouveaux réacteurs. L'option basse des travaux de grand carénage est supposée entraîner un arrêt de 6 mois du réacteur à rénover et une perte de l'ordre de 3,2 TWh par GW (soit environ $60 \times 3,2 \times 10^6 \text{ €} = 200 \text{ millions €}$). L'option haute entraînerait un arrêt de 18 mois, provoquant une perte d'électricité de 9,6 TWh par GW (600 millions €).

3 - Deux hypothèses de coût sont envisagées pour l'EPR

A - Le coût actuel 8,5 G€ (5300 €/kW) coût annoncé par EDF pour le réacteur de Flamanville (et qui sera certainement largement dépassé), inférieur à celui qui a servi de base à la négociation sur la construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni.

B - Un coût de 6,4 G€ (4000 €/kW, 25% de réduction par rapport au réacteur de Flamanville), coût affiché comme objectif dans les projections d'EDF.

4- Démantèlement : On le suppose engagé 10 ans après l'arrêt et étalé sur 10 ans pour chaque réacteur, avec deux hypothèses de coût :

- une basse de 300€/kW , coût actuellement retenue par EDF dans ses prévisions.
- une haute de 900€/kW, compatible avec des évaluations ou expériences réalisées à l'étranger (Allemagne, Etas -Unis)

Dans tous les cas, s'ajoutent à ces investissements ceux qui sont nécessaires au stockage souterrain des déchets, dans l'hypothèse où il serait décidé selon le calendrier actuellement prévu.¹

Les hypothèses retenues pour le stockage sont les suivantes :

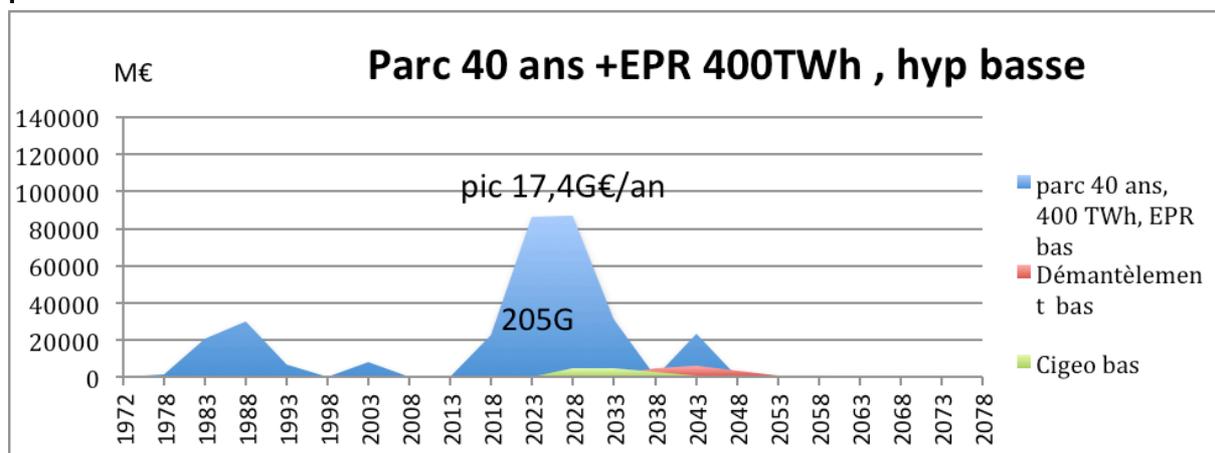
- *Hypothèse basse* : 36 milliards € dont 13 milliards d'investissement initial sur la période 2023-2038 et 23 milliards d'exploitation jusqu'en 2130, compatible avec le chiffrage de l'Andra en 2009.

- *Hypothèse haute* : 48 milliards € dont 21 d'investissement sur la période 2023-2038 et 27 milliards de fonctionnement jusqu'en 2130 qui tient compte d'une exigence de récupérabilité physique des déchets jusqu'à la fermeture définitive du site vers 2130) :

1- Arrêt à 40 ans des réacteurs du parc et son renouvellement par des EPR à partir de 2018.

1-1.Chronologie des investissements du parc arrêté à 40 ans, à partir de 2018, renouvelé au niveau de 400 TWh, EPR bas (6,4 G€),démantèlement bas (300€/kW), Cigeo bas (36 G€).

Figure 1 : Parc arrêté à 40 ans, renouvellement à 400 TWh, EPR bas, démantèlement bas , Cigeo bas



¹ En toute rigueur il faudrait y ajouter le renouvellement éventuel de l'usine de la Hague vers 2030 si le retraitement était poursuivi au delà de cette date.

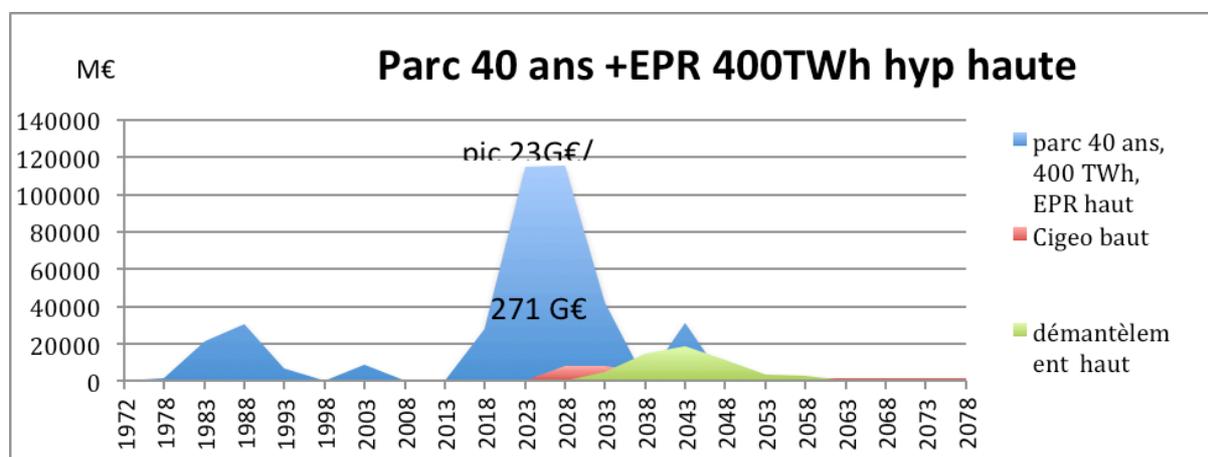
	Milliard d'Euros
Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	205
Démantèlement	18
Cigeo	36
Total	344

L'investissement supplémentaire à réaliser est de 259 milliards €.

Le pic d'investissement se produit sur 10 ans entre 2023 et 2033 au niveau de 17 G€/an

1-2- Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé à partir de 2018 à 400 TWh, EPR haut, démantèlement haut (900€/kW,) Cigeo haut (48 G€)

Figure 2 : Parc arrêté à 40 ans, renouvellement à 400 TWh, EPR haut, démantèlement haut, Cigeo haut.



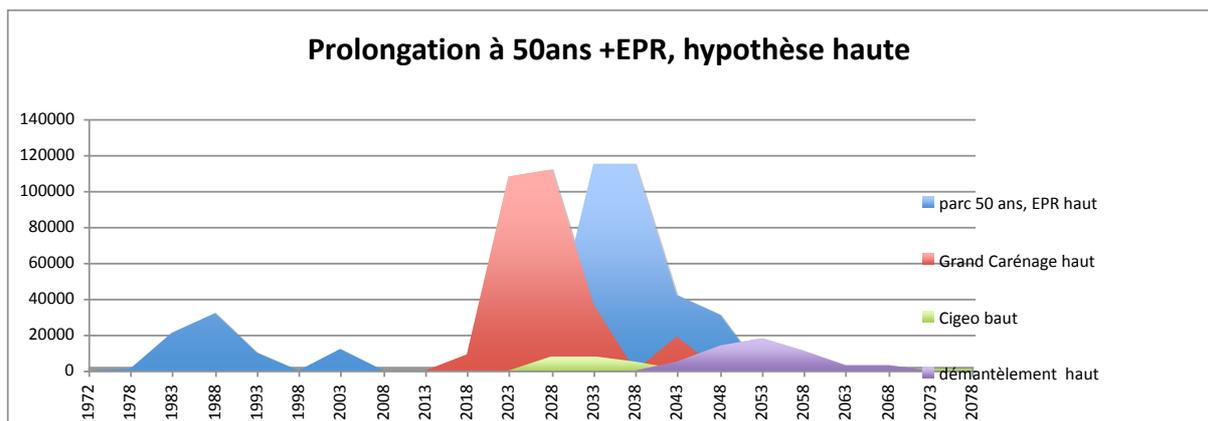
	Milliard d'Euros
Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	271
Démantèlement	55
Cigeo	48
Total	459

Les besoins d'investissement nouveau s'élèvent à 374 Milliards €. Le pic d'investissement se produit sur 10 ans entre 2023 et 2033 à un rythme de l'ordre de 23 G€/an.

2 - Prolongation de 10 ans du parc actuel, à 50 ans

2-1 Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 50 ans et renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR haut (8,5 G€), carénage 4000 M€/réacteur, Cigeo haut (48 G€)

Figure 4 : Parc prolongé à 50 ans, renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR haut, carénage haut, Cigeo haut.



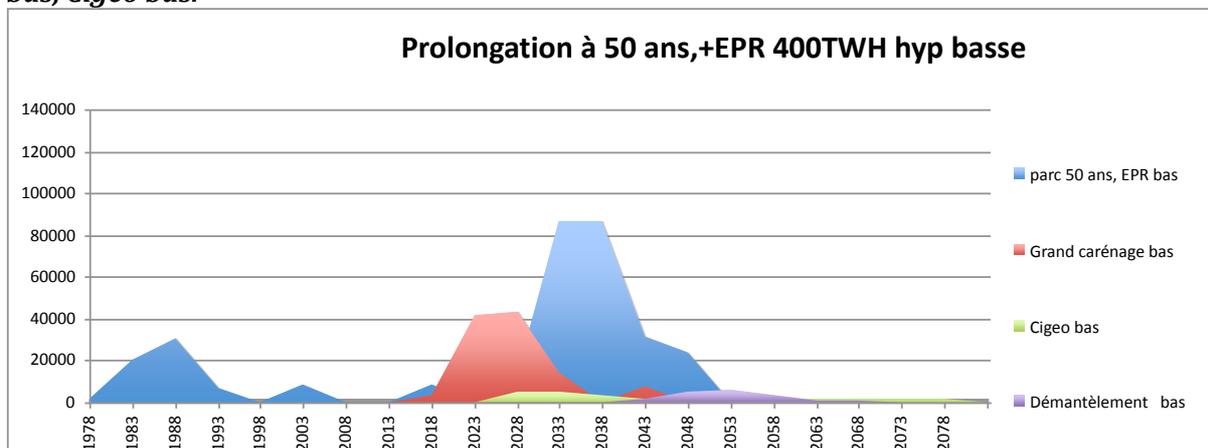
	Milliards d'Euros
Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	271
grand carénage	284
Cigeo	48
Total	688

L'investissement atteint 27G€/an en moyenne sur la période 2018-2043 avec un pic à 30G/an entre 2033 et 2038.

Notons que ce scénario est peu vraisemblable car il implique des investissements considérables de rénovation du parc pour un usage limité à 10 ans.

2-2- Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 50 ans et renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR bas (6,4G€), carénage 1500M€/réacteur, Cigeo bas (36 G€)

Figure 5 : Parc prolongé à 50 ans, renouvelé à partir de 2028, à 400 TWh, EPR bas, carénage bas, Cigeo bas.

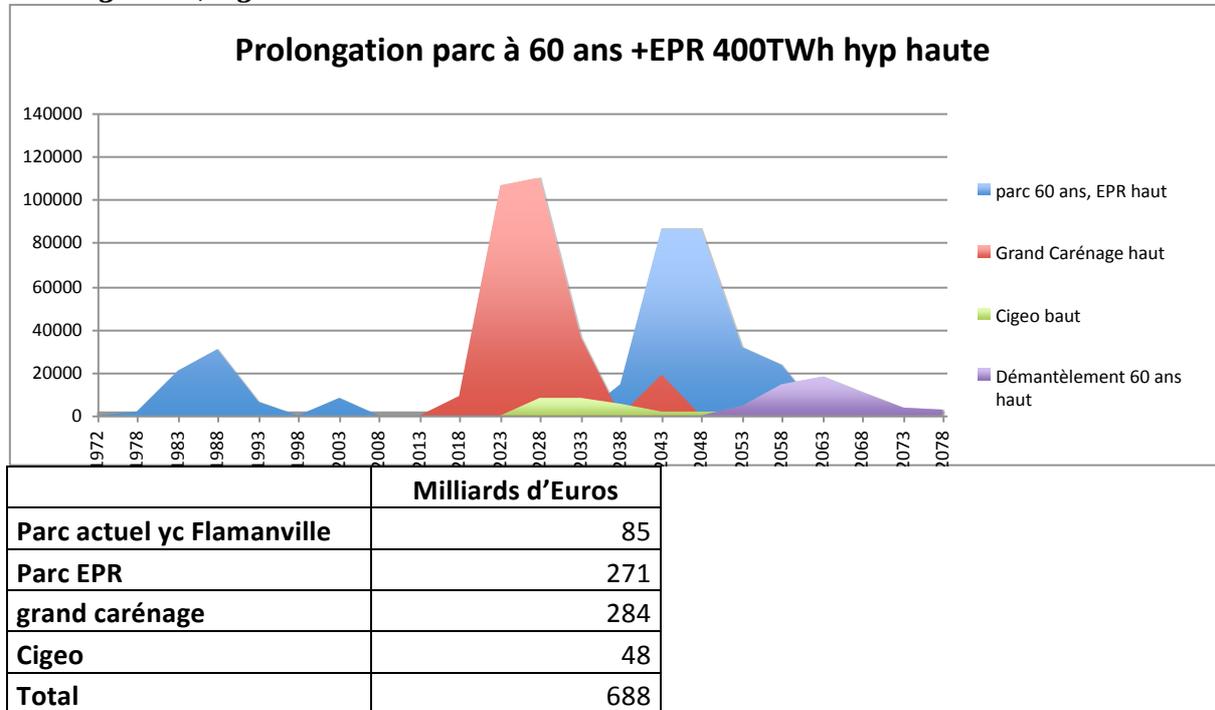


	Milliard d'Euros
Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	205
grand carénage	105
Cigeo	36
Total	431

Le besoin d'investissement nouveau est de 346 milliards €. L'investissement moyen sur la période 2018- 2043 se situe autour de 7G€/an mais avec un pic de 21G€/an entre 2028 et 2033.

2-3- Chronologie des investissements parc prolongé à 60 ans à partir de 2038, 400 TWh, EPR haut, carénage 4000 M€/réacteur, Cigeo haut (48 G€)

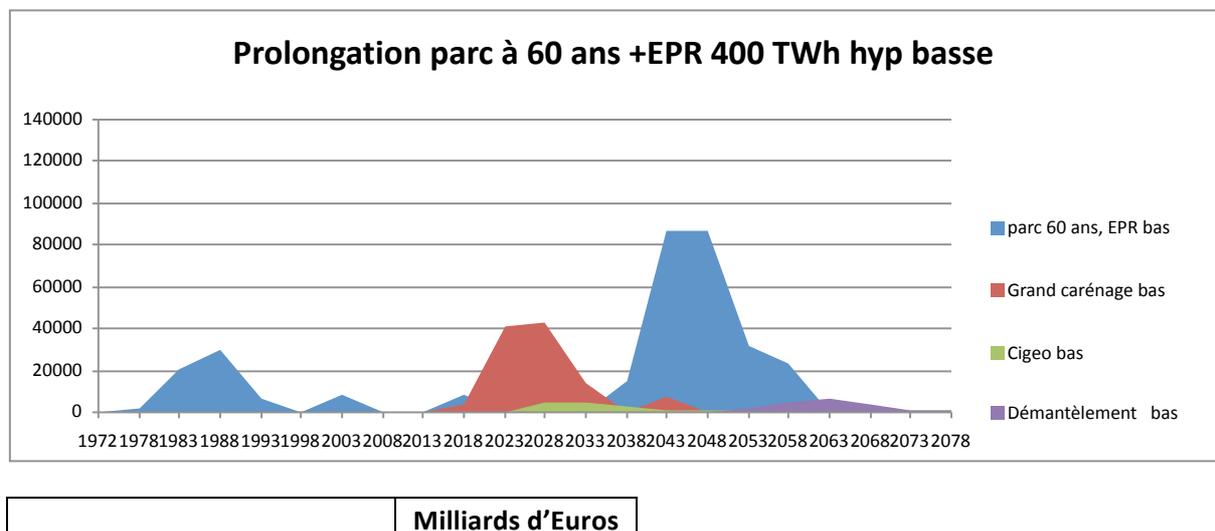
Figure 6 : parc prolongé à 60 ans et renouvelé à partir de 2038 à 400 TWh, EPR haut, carénage haut, Cigeo haut.



Le besoin d'investissement est considérable (605 G€) et comporte deux pics d'ampleurs comparables (22 G€/an) dans les décennies autour de 2025 et 2040.

2-4 Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 60 ans à partir de 2038 à 400 TWh, EPR bas, carénage 1500M€/réacteur, Cigeo bas (36 G€)

Figure 7 : parc prolongé à 60 ans et renouvelé à partir de 2038 à 400 TWh, EPR bas, carénage bas, Cigeo bas.



Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	205
grand carénage	105
Cigeo	36
Total	431

Le tableau 1 permet de résumer les résultats obtenus :

Tableau 1 : Coût d'investissement des parcs en fonction des diverses stratégies de renouvellement

Besoin d'investissement	40 ans	50 ans	60 ans
Hypothèse basse	259	346	346
Hypothèse haute	374	603	603
Pic d'investissement annuel (G€)	40 ans	50 ans	60 ans
Hypothèse basse	17,4	21	21
Hypothèse haute	23	31	23

On constate que dans tous les cas l'investissement à consentir est beaucoup plus élevé que celui du parc actuel : de 3 à 4,4 plus dans le cas du renouvellement à 40 ans, de 4 à 7 fois plus dans le cas de renouvellement à 50 ou 60 ans.

L'ampleur globale de ces investissements et les pics annuels considérables observés (3 à 4 fois supérieurs à ceux observés pendant la construction du parc actuel) conduit à s'interroger sur la pertinence de telles stratégies et à analyser des stratégies à plus faibles besoins électriques au delà de 2018, date initiale de renouvellement du parc. C'est l'objet du paragraphe ci-dessous.

3 - Chronologie d'investissements pour des stratégies alternatives.

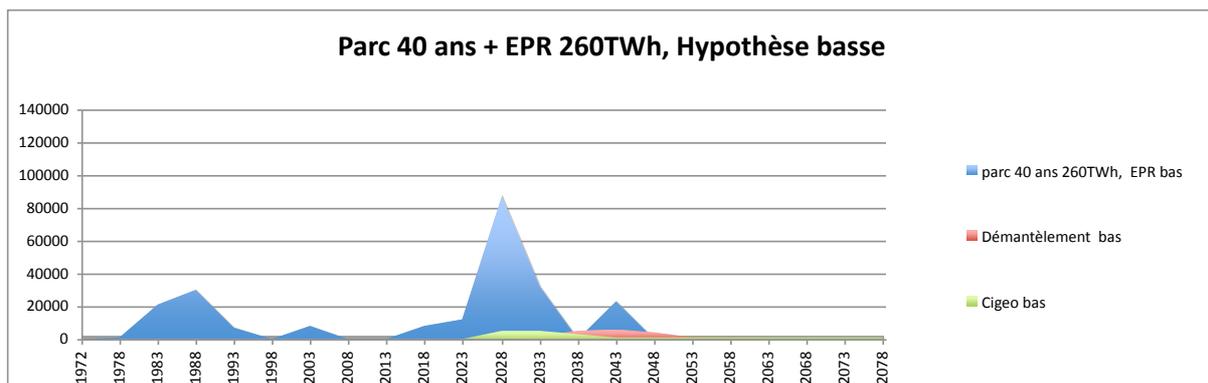
Nous donnons ci-dessous à titre d'illustration deux exemples de stratégies d'économie d'électricité et leurs conséquences sur les besoins d'investissement.

3-1 Le retour à une production nucléaire de 260 TWh en 2025 grâce à un parc de nucléaire de 40 GW, dans le cadre du respect de la règle 50% en 2025.

Dans ce scénario on fait l'hypothèse de l'atteinte d'une consommation brute intérieure d'électricité en France de 520 TWh en 2025 (contre 495 en 2013).

Cette hypothèse de 5% d'augmentation de la consommation d'électricité par rapport à son niveau actuel, compatible avec l'évolution constatée depuis une dizaine d'années et avec l'évolution démographique prévue n'entraîne pas de mesures coûteuses d'économie d'électricité du fait des mesures déjà décidées au niveau européen (lampes économes, étiquettes de consommation, etc.), de la prise en compte récente de l'énergie primaire dans la réglementation thermique pour les logements neufs ou la réhabilitation des logements.

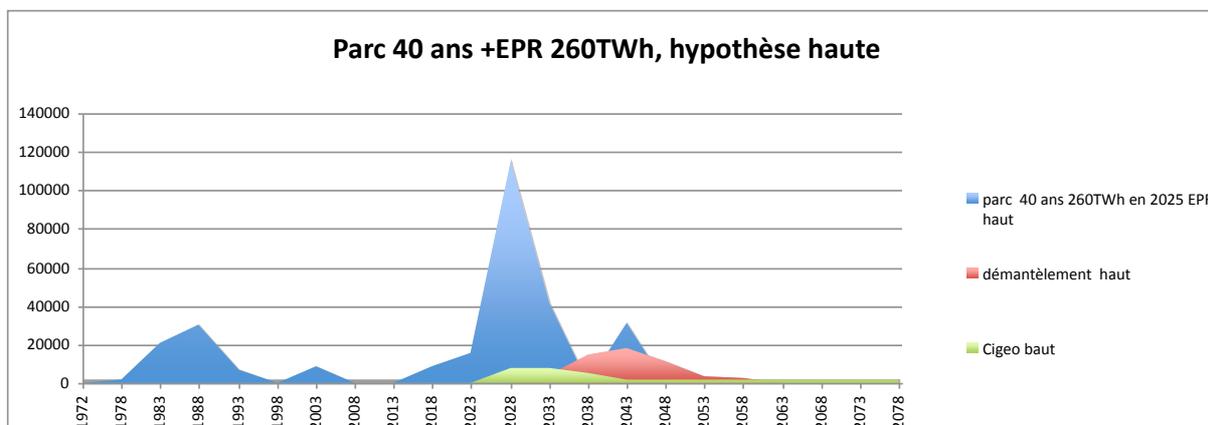
Figure 8 - Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé au niveau de 260 TWh à partir de 2025, EPR bas, démantèlement bas, Cigeo bas.



	Milliard d'Euros
Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	141
Démantèlement	18
Cigeo	36
Total	270

Le besoin d'investissement supplémentaire tombe à 185 G€

Figure 9 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé au niveau de 260 TWh à partir de 2025, EPR haut, démantèlement haut, Cigeo haut.

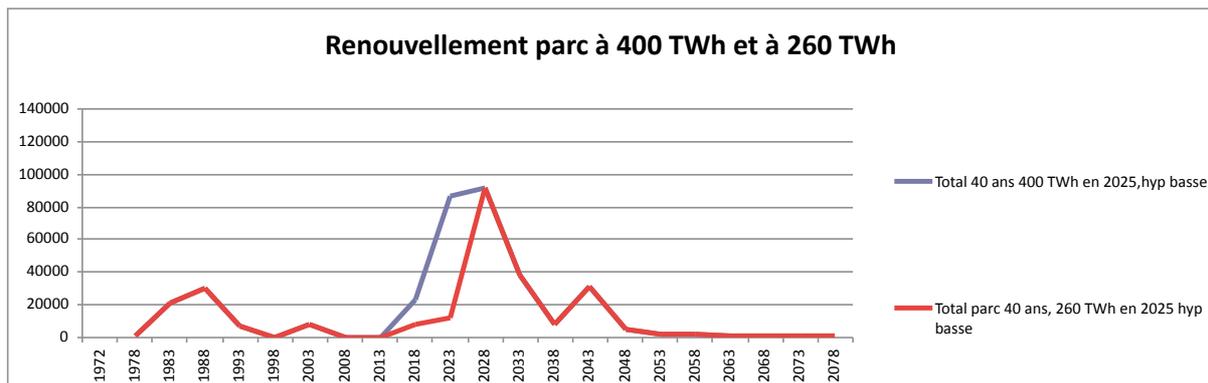


	Milliards d'Euros
Parc actuel yc Flamanville	85
Parc EPR	188
Démantèlement	18
Cigeo	36
Total	327

L'économie d'investissement réalisée se situe entre 74G€ et 132 G€ .

La figure 10 montre les conséquences temporelles de cette stratégie qui permet de décaler le démarrage du pic d'investissement nécessaire de 5 ans et d'en diminuer la durée d'autant.

Figure 10 : Chronologies comparées des investissements de deux parcs arrêtés à 40 ans, l'un de 400 TWh, l'autre de 260 TWh, hypothèses basses.



3-2- Une stratégie ambitieuse d'économie d'électricité permettant d'éviter le renouvellement du parc nucléaire.

Ce type de scénario² repose sur quatre piliers

- Une action volontariste d'économie d'électricité permettant d'ici la fin de vie du parc actuel (2042) de réduire de façon linéaire les besoins de production nécessaires à la consommation intérieure d'électricité de 495 TWh (2013) à 400 TWh.
- Un arrêt progressif du parc actuel au rythme du passage autour de 40 ans des réacteurs du parc.
- La montée en puissance d'installations éoliennes biomasse et photovoltaïques en complément de l'hydraulique.
- La mise en place de capacités Cycles Combinés Gaz (CCG) remplaçant les unités charbon actuelles et permettant d'assurer, en complément de l'hydraulique de barrage la fourniture d'électricité nécessaire du fait de la variabilité des conditions météorologiques.

Les principales hypothèses sont résumées ci dessous :

- **Eolien terrestre** : montée progressive de la production de 16 TWh en 2013 jusqu' à 115 TWh en 2042. Durée de fonctionnement annuel : 2000 h, coût d'investissement 1400€/kW,
- **Eolien offshore** : montée progressive de la production de 2020 jusqu' à 40 TWh en 2040, durée de fonctionnement annuel 3000 heures, coût d'investissement 3500€/kW,
- **Photovoltaïque** : montée progressive de la production de 5 TWh en 2013 jusqu' à 50 TWh en 2040, durée annuelle de fonctionnement 1200 h, coût d'investissement 2000€/kW.
- **Biomasse (biogaz et bois)** : montée progressive de la production de 6TWh en 2013 jusqu' à 50 TWh en 2050, coût d'investissement 1000€/kW,
- **Cycles combinés à gaz** : montée progressive jusqu' à 30 GW en 2030 , fonctionnant de 3000 heures en début de période à 2300 h par an en fin de période, coût d'investissement 700€/kW.
- **Hydraulique** : maintien à 70 TWh sur la période

Une variante avec des coûts d'investissement chutant à partir de 2030 à 1100€/kW pour l'éolien terrestre, 2500€/kW pour l'éolien offshore, 1400/kW pour le photovoltaïque est également examinée.

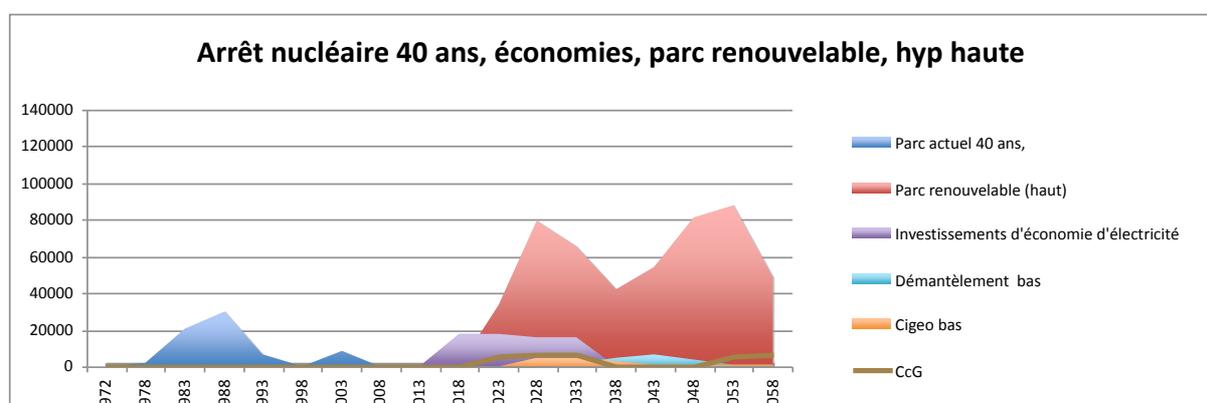
² Plusieurs scénarios de ce type ont vu le jour ces dernières années (Global Chance, Négawatt).

Tableau 2 : Bilan 2050 scénario arrêt du parc, économies d'électricité et renouvelables.

Filière	Production (TWh) 2042	Puissance installée (GW)
Eolien terrestre	115	57,5
Eolien offshore	40	13
Photovoltaïque	50	42
Biomasse	50	10
Hydraulique	70	25
Cycle combiné	65	30
Pm Flamanville	10	1,6
Total	400	179*

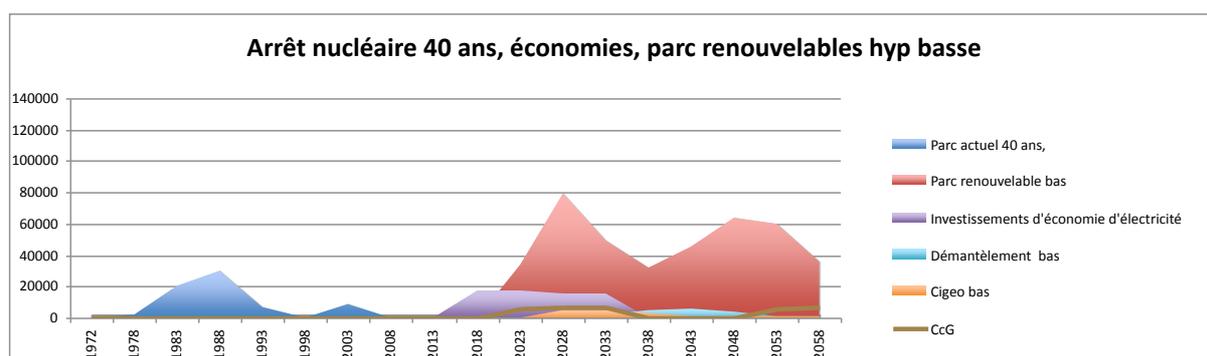
- dont 67 garantis

Figure 11 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, avec économies d'électricité et mise en place d'un parc renouvelable et cycles combinés à gaz au niveau de 400 TWh. Hypothèse haute de coût des renouvelables.



Les besoins d'investissement du parc renouvelable s'élèvent à 492 milliards d'ici 2050, ceux d'économie d'énergie à 67 milliards. Le pic d'investissement du parc renouvelable se produit entre 2048 et 2053 à hauteur de 17,5 G€/an.

Figure 12 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, avec économies d'électricité et mise en place d'un parc renouvelable et cycles combinés à gaz au niveau de 400 TWh. Hypothèse basse de coût des renouvelables à partir de 2030.



Les besoins d'investissement du parc renouvelable s'élèvent à 398 milliards d'ici 2050, ceux d'économie d'énergie à 67 milliards. Le pic d'investissement du parc renouvelable se produit entre 2023 et 2028 à hauteur de 15,5 G€/an.

Les figures 13 et 14 comparent les chronologies d'investissement qu'entraîne le scénario de sortie du nucléaire et celui du renouvellement du parc nucléaire à 400 TWh pour les hypothèses haute et basse des coûts des filières.

Figure 13 : chronologies d'investissement comparées du parc nucléaire renouvelé en 2018 à 400 TWh (hyp haute) et du parc renouvelable + économies d'électricité (hypothèse haute)

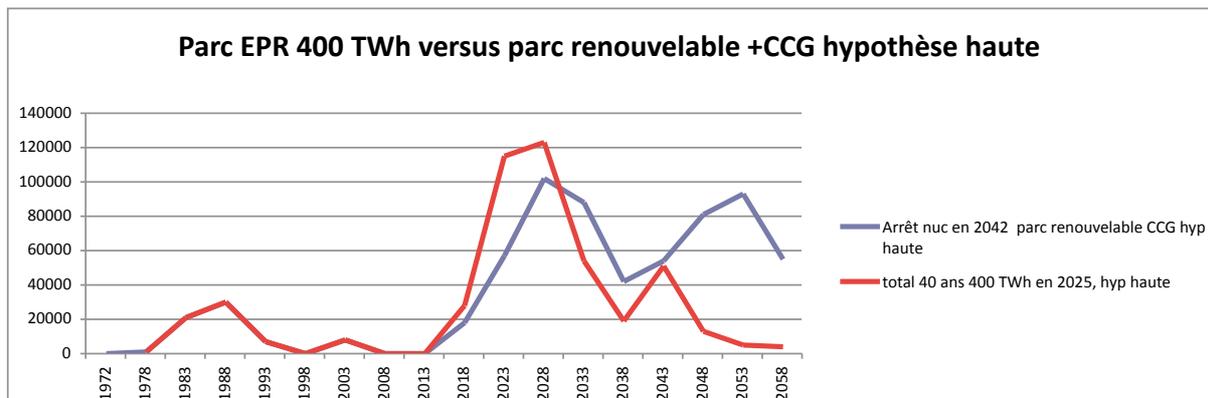
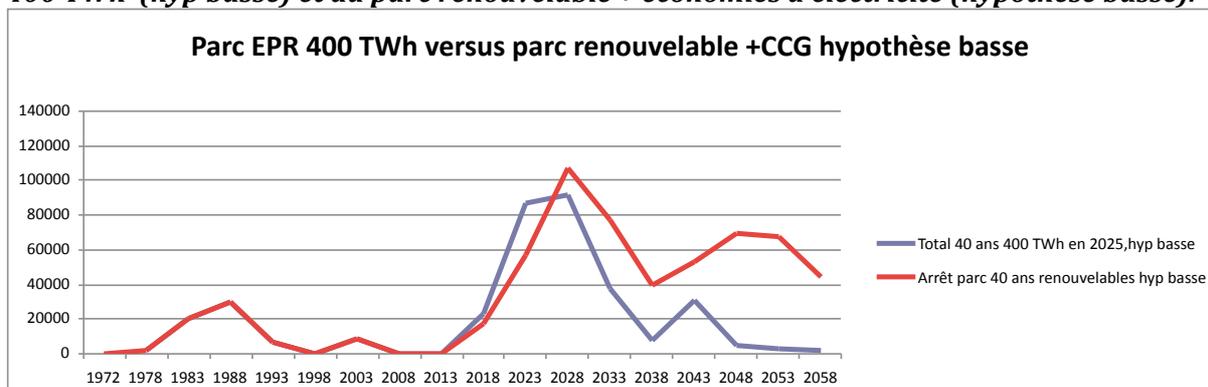


Figure 14 : chronologies d'investissement comparées du parc nucléaire renouvelé en 2018 à 400 TWh (hyp basse) et du parc renouvelable + économies d'électricité (hypothèse basse).



Ces deux figures montrent des investissements totaux comparables pour les deux stratégies (398 G€ à 492 G€ pour le parc renouvelable, 310 G€ à 555 G€ pour le nucléaire) avec cependant des profils temporels légèrement différents. La stratégie renouvelable se traduit en effet par la nécessité de renouvellement des investissements à partir de 2040 des premières installations dont la durée de vie est de 20 ans, alors que les EPR sont supposés avoir une durée de vie de 60 ans (renouvellement au delà de 2078).

II - Coût courant économique par MWh des différentes stratégies.

L'approche du « coût courant économique » proposée par la Cour des comptes dans son rapport « les coûts de la filière nucléaire » en 2012 consiste à mesurer les coûts annuels de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie d'une installation de production ou d'énergie, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial, c'est-à-dire le montant qui permettrait de reconstruire à l'identique l'installation à la fin de sa durée de vie. Le coût de rémunération et de remboursement du capital y est mesuré par un loyer économique annuel constant sur la durée de fonctionnement de l'installation.

Si des investissements spécifiques à long terme sont prévus (par exemple un démantèlement des installations), ils sont actualisés et intégrés dans les charges de loyer économiques annuelles³. Les charges annuelles de fonctionnement et de maintenance y sont ajoutées pour obtenir le coût annuel total de l'installation et le coût de production par unité d'énergie.

On se propose d'analyser les coûts courants économiques unitaires (€/MWh) associés à la prolongation du parc actuel de 10 ou 20 ans et à la mise en place d'un parc EPR pour les différentes hypothèses de coûts d'investissements définies au chapitre précédent. Pour rendre homogènes les résultats obtenus avec ceux obtenus par la Cour des Comptes, on a retenu les mêmes taux que celle-ci pour les loyers économiques (7,8%) et taux d'actualisation (5% inflation comprise).

Pour effectuer le calcul on fait l'hypothèse que l'investissement des réacteurs du parc actuel est totalement amorti au bout de 40 ans. La rénovation de chaque réacteur peut alors être assimilée, du point de vue économique, à l'investissement d'une nouvelle installation.

Les principales hypothèses retenues sont les suivantes :

- **Facteur de charge EPR** : 75%, 6525 h/an, supérieur au facteur de charge actuel (73%)
- **Facteur de charge du parc caréné** : 70%, 6090 h/an, pour tenir compte de l'exigence d'une conduite prudente des réacteurs rénovés et des aléas attachés à un parc ancien.
- **Démantèlement** : 300 €/kW.
- **Gigeo** : 36 milliards €.

Les deux tableaux ci-dessous permettent de comparer les stratégies pour différents coûts de grand carénage et d'EPR.

Tableau 3-Evolution du coût courant économique du MWh de production nucléaire du parc actuel prolongé de 10 et 20 ans pour différents coûts de grand carénage.

Coût du carénage €/kW)	1300	1950	2600	3250	3900
Prolongation 10 ans €/MWh	65,2	81,5	97,9	114,2	130,6
Prolongation 20 ans €/MWh	52,7	63,8	74,9	86	97,1

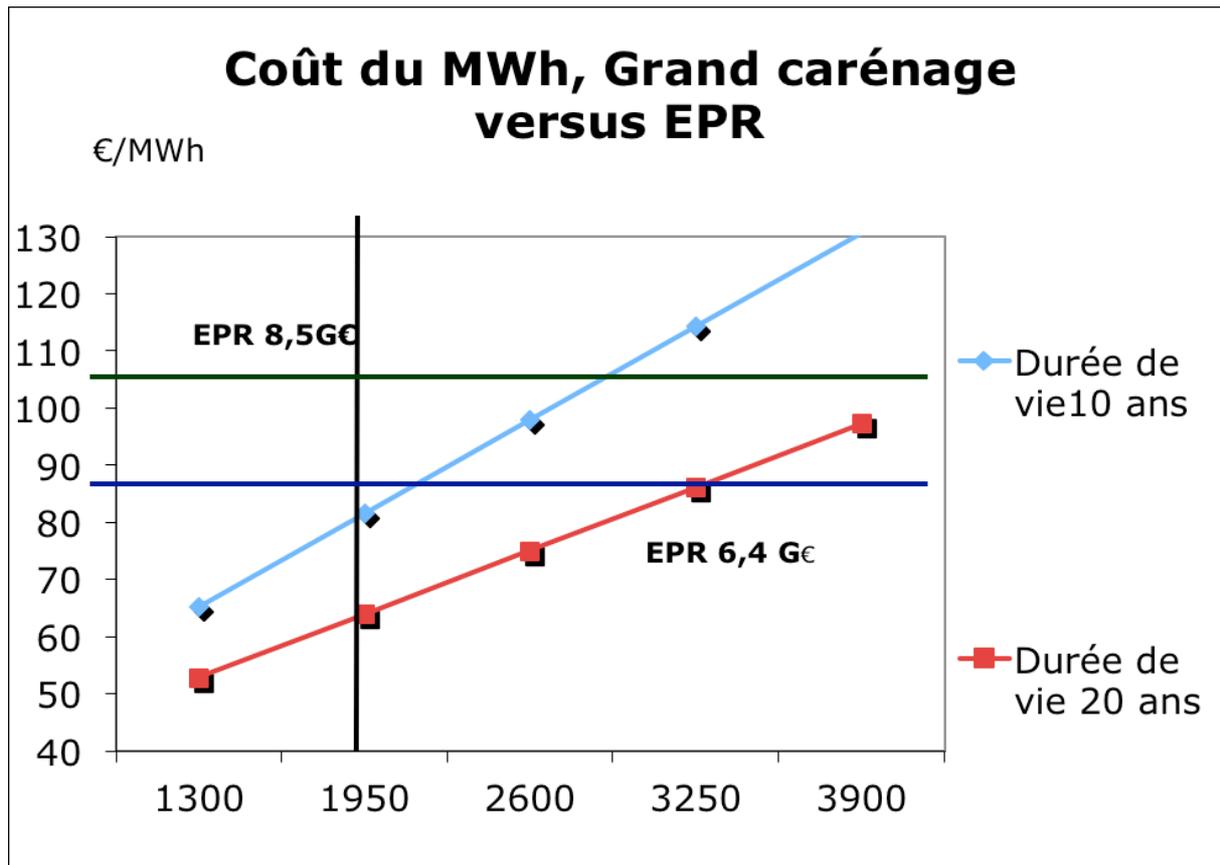
Tableau 4 : coût courant économique du MWh d'un EPR de 60 ans de durée de vie pour différentes valeurs de coût d'investissement

Hypothèse haute 5300 €/kW	92,8 €
Hypothèse basse 4000 €/kW	76,8 €

Ces résultats sont reportés sur le graphique ci-dessous

Figure 15 : Coût du MWh EPR et du parc rénové en fonction de celui du grand carénage et de la durée de vie.

³ Dans l'exercice proposé, le taux de rémunération choisi par la Cour était de 7,8% et le taux d'actualisation de 5%, inflation comprise.



Premier constat :

Même pour les valeurs les plus basses de coût de carénage analysées (1300€/kW) les coûts économiques obtenus sont nettement plus élevés que le coût actuel estimé par la Cour des comptes à 49,5€. On rappelle que les estimations d'EDF d'un investissement de grand carénage de **55 milliards d'ici 2025** (et donc pour les 22 réacteurs qui auront alors atteint 40 ans à cette date) correspondent à un investissement de l'ordre de 2000 €/kW

Second constat :

Dans l'hypothèse haute de coût d'investissement de l'EPR (8,5G€) représenté par la droite horizontale verte sur le graphique, l'investissement dans le carénage plutôt que dans l'EPR peut se justifier jusqu'à un niveau de l'ordre 2300 € par kW, si l'espoir de prolongation atteint 10 ans, et de l'ordre de 3500 € par kW si cet espoir atteint 20 ans.

Par contre, si comme le prévoit EDF, le coût d'investissement de l'EPR descend à 4000 €/kW (droite horizontale bleue), l'investissement dans le carénage plutôt que dans l'EPR ne se justifie que pour un coût de carénage inférieur à 1700€/kW pour un espoir de prolongation de 10 ans et 2600€/kW pour un espoir de prolongation de 20 ans.

Troisième constat :

Les deux stratégies n'engendrent ni les mêmes risques d'accident ni les mêmes risques économiques. En effet l'investissement dans le grand carénage n'assure pas automatiquement la possibilité d'une prolongation d'une durée déterminée de l'ensemble du parc. Certains d'entre les réacteurs peuvent ne pas réussir à l'examen décennal de l'ASN malgré les travaux entrepris, d'autres peuvent être arrêtés provisoirement ou définitivement pendant la période de prolongation pour cause de panne générique par exemple. Le producteur d'électricité doit alors

se procurer sur le marché européen les quantités d'électricité correspondantes ou remettre en service des capacités sous cocon, ou enfin investir dans l'urgence dans de nouvelles capacités.

Principaux enseignements

- 1- *Le renouvellement du parc actuel, dès 2018 ou après 10 ou 20 ans de prolongation, entraîne dans tous les cas des investissements très élevés d'ici 2050, avec des masses globales sur la période qui pourraient atteindre de 3 à 4,4 plus dans le cas du renouvellement à 40 ans et de 4 à 7 fois plus dans le cas de renouvellement à 50 ou 60 ans que l'investissement initial de ce parc.***
- 2- *Dans tous les cas de figure, le coût courant économique par MWh est très supérieur à celui du parc actuel et supérieur à 70€ dans la très grande majorité des configurations vraisemblables. Celui du parc rénové n'est compétitif par rapport à celui de l'EPR que dans des conditions très spécifiques combinant un coût de carénage faible, un espoir de prolongation de 20 ans et un coût de l'EPR élevé.***
- 3- *Les risques économiques associés aux stratégies de prolongation du parc sont très importants et peuvent se traduire par une augmentation considérable des coûts de production.***
- 4- *Toute réduction de l'ampleur du renouvellement (avec ou sans rénovation du parc actuel) a des conséquences rapidement bénéfiques sur l'importance des investissements à consentir.***
- 5- *Les premières indications économiques sur un scénario de modération des besoins d'électricité associé à la mise en place d'un parc renouvelable et CCG montrent l'intérêt économique d'une telle stratégie.***

Anciens et nouveaux réacteurs : un point de vue d'économiste

François Lévêque,
Professeur d'économie à Mines
ParisTech

Audition de la Commission d'enquête
sur les coûts de la filière nucléaire
Assemblée nationale, 26 mars 2014

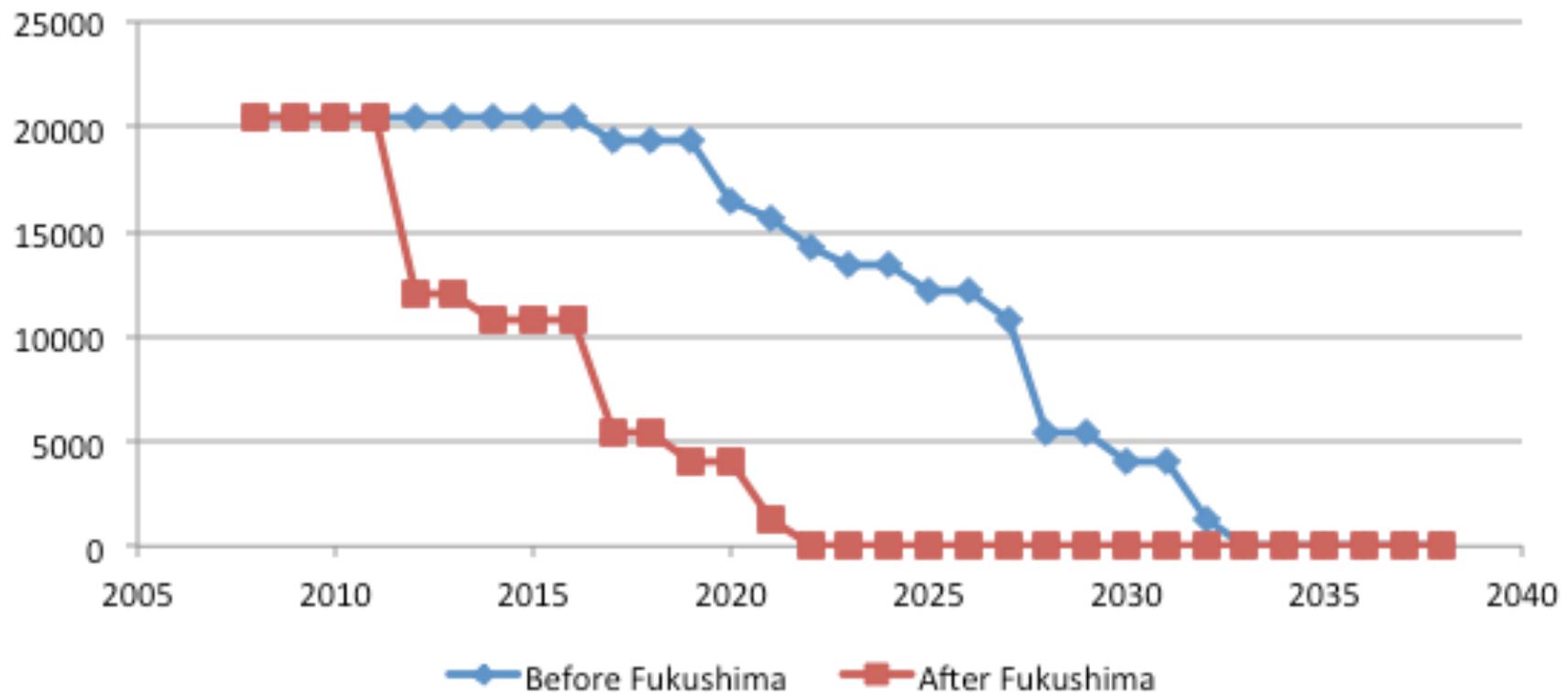
Introduction

- Réflexions tirées de mon ouvrage : *Nucléaire On/Off - Analyse économique d'un pari*
Editions Dunod, novembre 2013
- Déclaration de conflits d'intérêts
 - Mon laboratoire reçoit des financements de recherche d'EDF
 - Mon cabinet de conseil réalise des missions auprès d'EDF et des énergéticiens européens

Questions distinctes

- La question de la date de fermeture des réacteurs existants est indépendante de la question de par quoi les remplacer (nouveau nucléaire, éolien, gaz, ...)
- Un pays ayant choisi de ne plus construire de nouveaux réacteurs peut décider de fermer soit progressivement soit rapidement ses centrales nucléaires
- Un pays ayant choisi de poursuivre dans l'énergie nucléaire peut décider de fermer soit progressivement soit rapidement ses centrales nucléaires
- Sortir du nucléaire (i.e., ne pas construire de nouveaux réacteurs) \neq Prolonger ou non la durée de vie de l'existant
- Prolonger ou non la durée de vie de l'existant \neq Construire ou non de nouveaux réacteurs

La sortie allemande du nucléaire : deux calendriers successifs de fermeture des réacteurs existants (avant et après Fukushima Daiichi)



Le coût de fermeture accélérée est de plusieurs dizaines de milliards d'euros par rapport au scénario de fermeture progressive

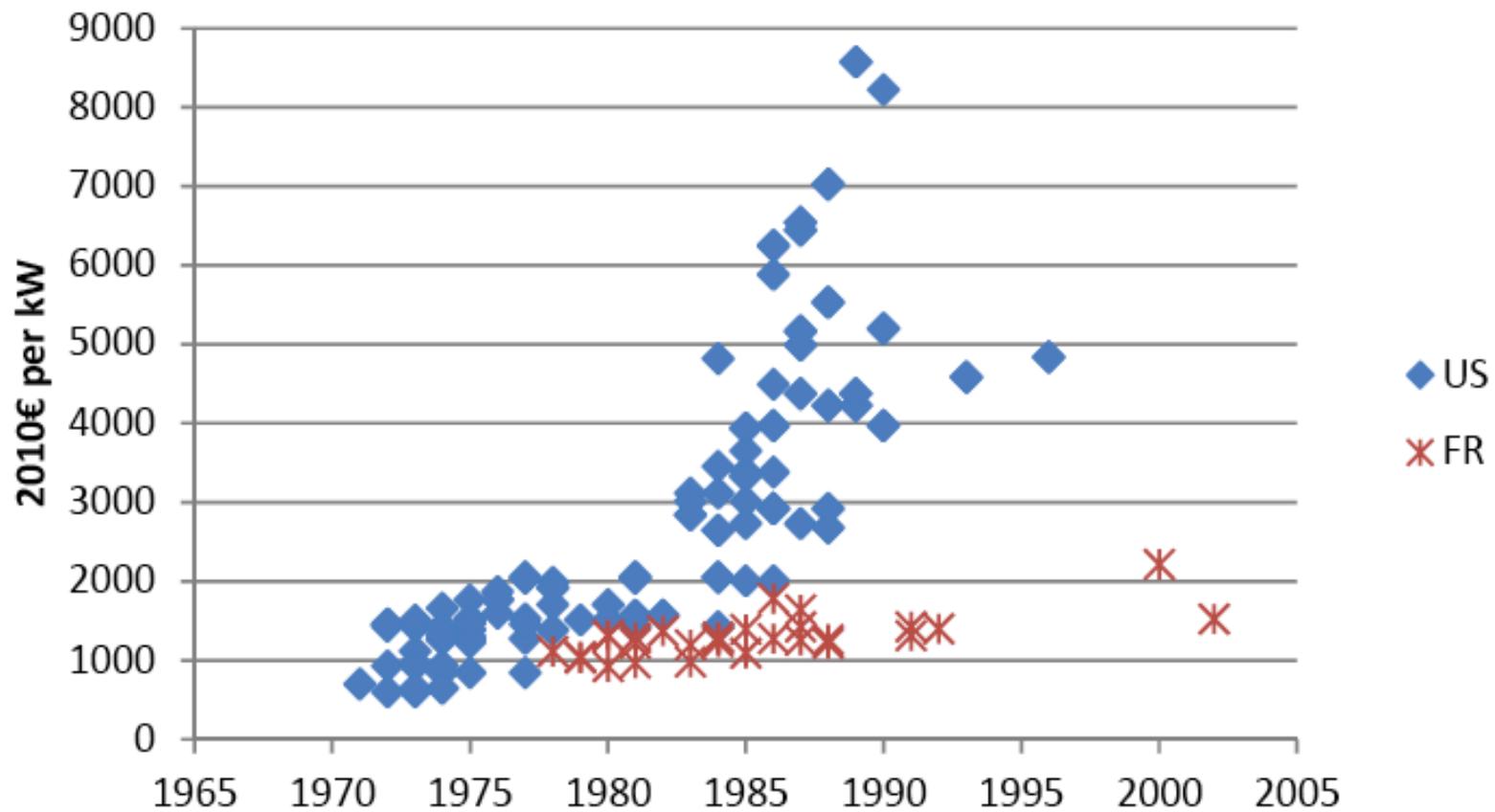
Décider de prolonger ou non

- Pourquoi la décision de fermeture des centrales nucléaires ne dépendrait-elle pas uniquement de l'exploitant et de l'autorité de sûreté ?
 - L'autorité de sûreté dit non, ou dit oui - avec ou sans conditions - selon l'état de la centrale qu'elle a observé et l'objectif de sûreté fixé par les pouvoirs publics
 - L'exploitant calcule s'il est rentable de poursuivre l'exploitation en fonction notamment du coût des conditions imposées par l'autorité de sûreté et des recettes futures escomptées de la production d'électricité
- L'implication d'une autre partie (e.g., pouvoir législatif) ne va pas de soi pour l'économiste
 - Au nom de la sécurité d'approvisionnement en électricité ? Mais semble uniquement alors un argument pour le prolongement
 - Au nom de la sûreté ? Mais signifie alors que la gouvernance de la sûreté est défailante

Fixation et atteinte de l'objectif de sûreté

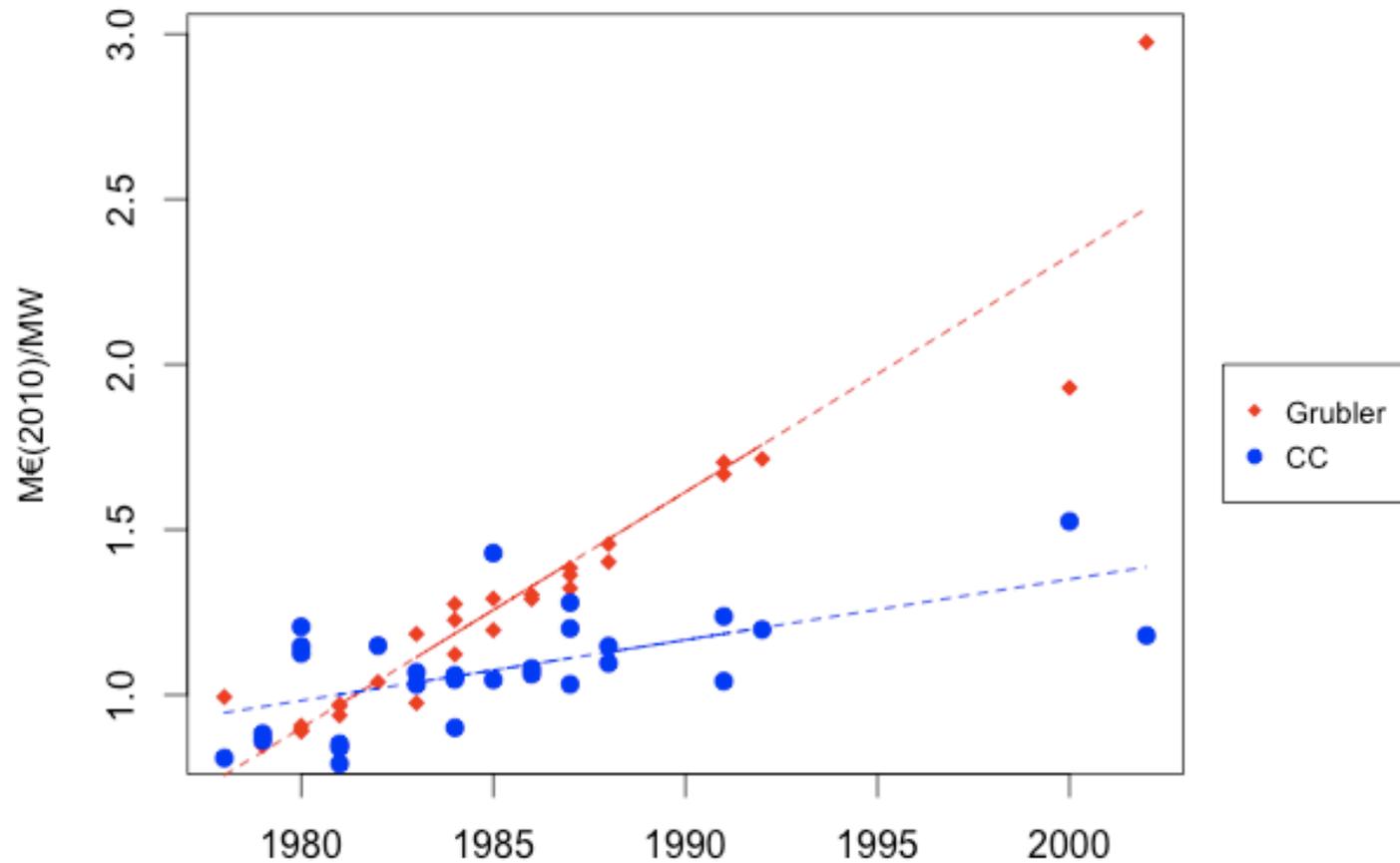
- La fixation de l'objectif de sûreté peut varier dans le temps, par exemple des exigences croissantes du fait de l'évolution de la perception des risques par le public
- Un objectif donné de sûreté peut ne pas être atteint car l'exploitant et le régulateur sont défaillants
- Fermer des réacteurs car leur niveau de sûreté baisserait demain \neq Fermer des réacteurs parce qu'il se maintiendrait demain mais que l'objectif de sûreté a été relevé
- De même il est nécessaire de distinguer une augmentation des coûts de sûreté à objectif de sûreté donné et une augmentation des coûts de sûreté parce que l'objectif est relevé
- Si le pouvoir exécutif et législatif intervient pour fermer prématurément un réacteur, c'est soit parce que l'objectif de sûreté n'était pas atteint (défaillance de l'autorité de sûreté), soit parce qu'il a décidé de relever l'objectif de sûreté, mais il doit dans ce dernier cas demander à l'autorité de sûreté d'appliquer ce nouvel objectif, et c'est l'autorité de sûreté qui agira (i.e., ne pas la court-circuiter)

Nouveau nucléaire : l'escalade des coûts



France versus USA

Une augmentation des coûts beaucoup plus modérée en France



A la recherche des économies d'échelle et d'apprentissage en France

- Selon les études économétriques (Escobar et Lévêque, 2012)
 - L'augmentation de la taille des réacteurs semble le principal déterminant de l'augmentation des coûts
 - Les effets d'apprentissage ne sont décelables qu'au niveau des paliers et des types de réacteurs
 - Le coût du travail est également un déterminant clef
 - Comme la sûreté : plus coûteux à construire, les réacteurs présentent de meilleures performances de sûreté

Le déploiement de nouveaux réacteurs en France

- Ce n'est pas la question du moment
- La question économique du moment est celle du calendrier de fermeture/ prolongation des réacteurs existants
- D'un point de vue économique, fermer une centrale rentable pour l'opérateur et sûr pour l'autorité de sûreté revient à jeter de l'argent par la fenêtre, beaucoup d'argent
- Je pourrais me prononcer comme économiste sur l'intérêt économique pour la France de construire de nouveaux réacteurs quand la question se posera, c'est-à-dire en connaissant notamment l'évolution de la compétitivité relative du nucléaire par rapport aux autres technologies (effets d'apprentissage, niveau du prix du carbone, objectif de sûreté, etc.) et l'évolution des connaissances scientifiques en matière de risques d'accident et de leur perception

Pour en savoir plus...

Un ouvrage en quatre parties

- Les coûts du nucléaire : repères et incertitudes
- Le risque d'accident majeur : calcul et perception des probabilités
- La régulation de la sûreté : analyse des cas américain, français et japonais
- Politiques nationales et gouvernance internationale

Une analyse économique positive :

- expliquer les phénomènes et évaluer les effets

Un double pari :

- Un livre non partisan peut intéresser le public
- Eclairer les incertitudes permet de mieux décider

Nucléaire On / Off

Analyse économique d'un pari

