

La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire

Michel Berthélemy*, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne*

@ 99795

Ce papier revient sur les causes de la hausse des coûts de construction des réacteurs nucléaires de 3^e génération et les conditions de leur réduction. Cette analyse est conduite à trois niveaux : premièrement, les données des coûts de construction récents et historiques sont passées en revue. Deuxièmement, nous analysons le retour d'expérience des premières réalisations des «têtes de série» afin d'évaluer les raisons de hausses des coûts au cours de la dernière décennie. Enfin, ceci permet de dégager plusieurs leviers de baisse des coûts qui viennent conforter la perspective d'une réduction de l'ordre de 30 % du coût de construction «overnight» pour des réacteurs «de série».

1. Introduction

Le sujet des coûts du nucléaire fait l'objet d'un débat animé dans la littérature économique. Certains auteurs [Grubler, 2010] ont ainsi avancé le terme de «*negative learning by doing*», alors que des études économétriques récentes [Esobar Rangel et Lévêque, 2016; Berthélemy et Escobar, 2015] montrent qu'avec une organisation industrielle adéquate l'effet d'apprentissage existe pour réduire les coûts de construction. Parallèlement, les tentatives d'estimation des coûts de construction historiques dans des pays où ces données ne sont pas officiellement publiées ont également été largement débattues [e.g. Lovering et al, 2016; Gilbert et al. 2017].

Au cours de la dernière décennie, cette controverse s'est accentuée avec la construction des têtes de série des réacteurs de 3^e génération qui ont fait l'objet de dépassements de coûts et de délais importants. La structure de coûts de production nucléaire, avec des coûts de combustibles et d'exploitation faibles

et prévisibles, implique que ces coûts de construction «*overnight*» (i.e. hors frais financiers) ont une importance capitale sur le coût de production (Figure 1).

Avec le démarrage du premier EPR à Taishan fin 2018 et de plusieurs AP1000 également en Chine, il est donc particulièrement opportun de s'intéresser aux perspectives de réduction de coûts pour les réacteurs «de série». Sur la base de la récente étude SFEN [2018a], cet article a donc pour objectif de contribuer au débat en cours [ETI, 2018; MIT, 2018] sur les leviers de réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire. Pour ce faire, la présente analyse se concentre sur trois niveaux d'analyse :

- i. Un état des lieux des coûts de construction du nouveau nucléaire au niveau international afin de comprendre les tendances récentes observées;
- ii. Une analyse des données historiques sur les coûts de construction du parc nucléaire existant afin de revenir sur les principaux enseignements en termes d'organisation industrielle et de choix technologiques;

* CEA (cf. biographies p. 79-80).

La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire

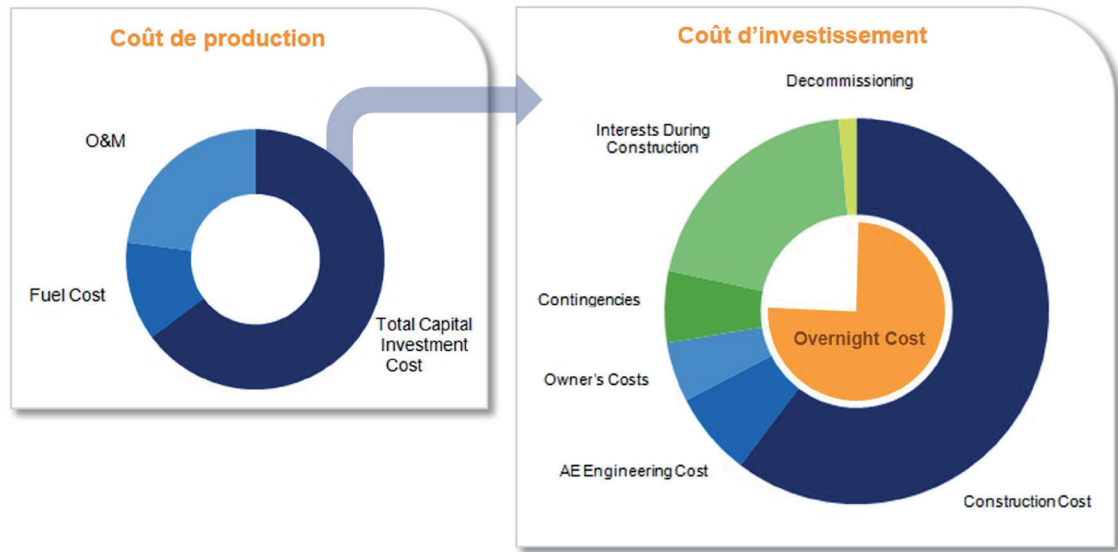


Figure 1. Décomposition des coûts de production de l'électricité nucléaire

Source : SFEN

iii. Une revue du retour d'expérience qui permet d'expliquer les délais et surcoûts des têtes de série de génération III et les leviers d'optimisation identifiés. Certains de ces réacteurs n'étant pas encore terminés, cette évaluation est par nature en cours de consolidation, mais d'importants enseignements peuvent déjà être tirés, notamment concernant l'organisation de la *supply chain* et le rôle de l'État pour l'allocation des risques entre les différentes parties prenantes.

Cette analyse des principaux leviers de réduction des coûts permet enfin de formuler plusieurs recommandations concernant les conditions pour l'investissement nucléaire futur nécessaire au renouvellement du parc français.

2. État des lieux des coûts et délais des nouvelles constructions nucléaires de 3^e génération

2.1. Retour sur l'arrivée des réacteurs de 3^e génération

Dès les années 1990, les industriels ont développé de nouveaux designs de réacteurs, dans le but d'intégrer les évolutions technologiques permises par l'accumulation d'expérience, les progrès des technologies et des matériaux, mais aussi largement pour améliorer la sûreté (probabilité d'accident et conséquences en termes d'émissions de radionucléides en cas d'accidents graves).

Les designs développés proposés aujourd'hui sur le marché mondial sont notamment l'EPR (Framatome), l'AP1000 (Westinghouse), l'AT-MEA (Framatome-MHI), le VVER 1200 (Rosatom) et le Hualong 1 (partenariat CGN-CNNC en Chine). On pourrait y ajouter l'APR1400 coréen (KEPCO), mais ce design n'intègre pas toutes les caractéristiques des réacteurs de 3^e génération. On classe ici l'ensemble de ces nouveaux designs sous le titre générique de

«génération 3», même si les solutions mises en œuvre pour atteindre des objectifs similaires peuvent fortement varier d'un design à un autre [Jacoud et al., 2018].

Les objectifs techniques visés par tous ces designs de génération 3 peuvent se résumer ainsi :

- Probabilité de fusion de cœur < 10-5 par an et utilisation des études probabilistes lors de la conception;
- En cas d'accident grave, impact sur la population minimal grâce au maintien du confinement;
- Protection renforcée contre les agressions externes (naturelles et humaines);
- Disponibilité > 90 % sur 20 ans au moins;
- Durée d'exploitation de 60 ans dès la conception.

2.2. Les constructions des «têtes de série» de 3^e génération : des situations très contrastées

La construction des «têtes de série» s'est déroulée dans des contextes assez différents selon les pays. Au début des années 2000, alors que des programmes conséquents de construction avaient été lancés en Chine ou en Corée, aucun nouveau chantier n'avait démarré en Europe ni aux États-Unis depuis deux décennies. Cette situation a conduit à une baisse de qualification d'une partie de la main-d'œuvre (avec des goulots d'étranglement dans certains métiers), dans un contexte d'évolution significative du cadre réglementaire. Il a fallu donc redémarrer l'activité pour faire face aux commandes de nombreux électriciens dans une conjoncture de croissance forte et de tensions sur les marchés énergétiques. La réalisation des premiers EPR en Europe et AP1000 aux États-Unis en a souffert, ajoutant aux incertitudes d'une tête de série le handicap d'une chaîne industrielle à reconstruire et qualifier.

Aujourd'hui, on note la dynamique en cours sur quatre modèles de réacteurs :

- Les réacteurs EPR, dont 6 exemplaires sont en construction dans le monde. Le réacteur de Taishan 1 a été connecté au réseau fin 2018

et les 3 autres réacteurs en Chine (Taishan 2), France (Flamanville) et Finlande (Olkiluoto 3) sont en phase d'essai. Deux autres ont été lancés en 2016 à Hinkley Point (Royaume-Uni);

- Le nouveau modèle russe VVER-1200, avec une première connexion au réseau en août 2017 à Novovoronezh II, et d'autres à suivre à Leningrad II et à l'export;
- Le nouveau modèle chinois Hualong 1 de 1000 MWe dont la construction vient d'être à la fois lancée sur le sol national et proposée à l'export;
- L'AP1000 de Westinghouse, en construction aux États-Unis et en Chine, a rencontré de nombreuses difficultés, conduisant notamment à l'abandon de la construction de deux tranches aux États-Unis (VC Summer 3 & 4). Plusieurs AP1000 ont démarré en Chine en 2018.

Il faut noter que la Russie a déjà démarré un réacteur de 3^e génération (Novovoronezh II-1), ceci 8 ans après le démarrage de la construction. Dans ce pays, les programmes de construction avec des réacteurs de génération 2 n'avaient pas été interrompus comme en Europe et aux États-Unis. C'est d'ailleurs aussi le cas de la Corée, qui a tenu ses délais pour son modèle de 2^e génération AP1400 à Shin-Kori 3.

Le programme chinois comprend différents types de réacteurs, de technologie française (EPR), américaine (AP1000), russe (VVER 1000) ou chinoise (Hualong 1). La taille du marché et son organisation permettent en effet une diversification significative des designs. L'avancement des chantiers est satisfaisant, même si des retards ont été constatés en fin de période. Ainsi par exemple à Taishan, le démarrage de la première unité dont les travaux ont démarré en 2009 s'est déroulé avec succès en 2018. Taishan 1 est ainsi devenu le premier EPR de Framatome à entrer en service dans le monde, avant Flamanville 3. C'est d'ailleurs la principale cause de son retard, le démarrage devant être réalisé sans retour d'expérience préalable des EPR européens.

La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire

Par contre, aux États-Unis, le nucléaire redémarre depuis peu. Les projets en cours sur le modèle AP1000 (Vogtle 3 & 4 et Summer 2 & 3) ont souffert de retards et surcoûts, à tel point que la construction de Summer 2 & 3 a été abandonnée. En effet, le marché américain de l'électricité n'offre guère de perspectives à court terme, avec un prix bas piloté par le prix du gaz non conventionnel.

En Europe, les deux projets d'EPR (France et Finlande) ont subi des retards importants pour des raisons similaires : la situation française sera documentée plus précisément ci-après.

Les calendriers de construction montrent qu'il faut compter une durée minimale de 6 ans, encore accessible aux Coréens avec un modèle de 2^e génération chez eux sur Shin Hanul et aux Émirats arabes unis (construction du réacteur Barakah 1 achevée en 2018, mais délai du démarrage pour des raisons liées à la formation de l'exploitant), et aux Chinois chez eux quel que soit le modèle de réacteur.

2.3. Analyse comparée des coûts de construction des réacteurs en chantier

Les coûts de construction du Tableau 1 sont mentionnés à titre indicatif. Issus de sources diverses, il est donc difficile de les comparer :

- Ils sont établis via des parités monétaires du moment de leur publication, lesquelles fluctuent et ne reflètent pas directement les pouvoirs d'achat ou les salaires réels des différents pays;
- Il s'agit normalement de coûts de construction « purs » sans prise en compte des frais financiers liés à la durée de construction (intérêts intercalaires);
- Il n'est pas possible de vérifier qu'ils intègrent tous exactement le même périmètre depuis la préparation du site jusqu'au démarrage;
- Les contextes et réglementations propres à chaque pays et chaque site induisent des différences;
- Quel que soit le modèle de réacteur, domestique ou étranger, une part notable de l'investissement est effectuée localement,

ce qui amène des variations structurelles de coûts, mais qui a pour avantage de localiser de l'emploi et de la chaîne de valeur dans le pays de construction.

Il apparaît néanmoins un facteur au moins 2 environ entre les coûts en Europe et aux États-Unis et les coûts en Chine et en Corée du Sud. Dans tous les cas, un dérapage est observé par rapport aux estimations initiales. Le dérapage le plus important est observé sur les deux EPR européens, mais rappelons que ce sont les deux premiers à avoir été engagés, respectivement en 2005 et 2007. Les constructions d'Olkiluoto 3 et Flamanville 3 ont ainsi été démarrées dans un contexte doublement risqué :

- Nouveau concept de réacteur de 3^e génération, intégrant des innovations (cf. supra), de puissance unitaire plus grande, et dont le design détaillé n'était pas encore abouti;
- Absence de réalisation de centrale nucléaire en France et en Europe depuis plus d'une décennie.

Au-delà des effets « tête de série », mentionnons les facteurs explicatifs suivants des hausses de coût observées :

- Évolution du contexte réglementaire en cours de projet;
- Délais (plusieurs causes, plusieurs effets);
- Prix des matières premières, conjecturalement en hausse dans les années 2010;
- Difficultés dans l'organisation des chantiers;
- Difficultés d'organisation et de réalisation dans la *supply chain*.

On peut attendre des progrès sur chacun de ces postes, par simple effet d'apprentissage. Ces points seront détaillés par la suite.

Notons tout particulièrement l'importance des délais, qui pèsent sur de nombreux aspects des coûts. Par ailleurs, des délais de construction mal maîtrisés provoquent un décalage dans les revenus (perte de chiffre d'affaires dû à la vente de l'électricité, qui est de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros pour un retard d'un an, et pertes dues à l'immobilisation

Technologie	Réacteur	Pays	Capacité (MWe)	Début construction	Date de démarrage initialement prévue	Date de démarrage révisée	Coût de construction initial (USD/kWe)	Coût de construction révisé (USD/kWe)
EPR	Flamanville 3	France	1 600	Dec-07	2012	Fin 2019/ début 2020	2 475	7 800
	Olkiluoto 3	Finlande	1 630	Aug-05	2009	2020	2 430	> 6 260
AP1000	Taishan 1	Chine	1 660	Oct-09	2014	2018	1 960	3 150
	Taishan 2		1 660	Apr-10	2015	2019		
	Summer 2	États-Unis	1 117	Mar-13	2017	annulé	4 387	6 267
	Summer 3		1 117	Nov-13	2018	annulé		
	Vogtle 3	1 117	Mar-13	2017	2021			
	Vogtle 4	1 117	Nov-13	2018	2022			
	Haiyang 1	Chine	1 000	Sept-09	2014	2018	2 650	?
	Haiyang 2		1 000	June-10	2015	2018		
	Sanmen 1		1 000	Apr-09	2015	2018		
	Sanmen 2		1 000	Dec-09	2016	2018	2 650	2 807
VVER 1200	Novovoronezh 2.1	Russie	1 114	Jun-08	2015	2016	2 224	?
	Novovoronezh 2.2		1 114	Jul-09	2016	2018		
	Leningrad 2.1		1 085	Oct-08	2013	2018		
	Leningrad 2.2		1 085	Apr-10	2016	2019	2 673	3 041
Hualong 1	Fuqing 5,6	Chine	1 090	May-15	2020	?		
	Fangchenggang 3,4		1 090	Dec-15	2020	?	2 800	3 500

Tableau 1. Recensement mondial des réacteurs Gen-III connectés ou en construction en 2017

Source : SFEN (2018) ; WNA website principalement et compilation d'autres informations publiées.
Les valeurs de coût indiquées ne sont pas «garanties» ni forcément comparables quant à leur contenu.

La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire

du capital). Ces facteurs d'ordre financier ont également un impact de premier ordre sur le coût de production actualisé.

Il est enfin important de s'attarder sur d'autres aspects parfois moins connus, qui portent sur l'organisation des contrats et les comportements de marge de la *supply chain*. Ainsi, selon l'Université de Chicago [2011], les coûts « *overnight* » ont augmenté de 68 % dans les estimations entre 2004 et 2011, du fait d'exigences nouvelles sur les conceptions, mais aussi d'évolutions dans la gestion du risque au sein de la chaîne de valeur. Cet effet négatif pourrait conduire à remettre en cause certains contrats « clés en main », qui avaient été préférés aux contrats « en dépenses contrôlées » notamment pour mieux faire jouer la concurrence.

Comme le montre l'OCDE/AEN [2015], la diffusion de ces pratiques au sein de la *supply chain* peut dans certains cas se traduire par un empilement des marges : le coût final reflète alors pour une part non négligeable une mauvaise allocation des risques plus qu'une augmentation des coûts intrinsèques.

3. Enseignements des programmes nucléaires passés concernant la maîtrise des coûts et des délais de construction

Les coûts historiques de construction des réacteurs nucléaires ont été largement publiés et analysés au travers de rapports officiels [Cour des comptes, 2012] et d'articles académiques [e.g. Grubler 2010; Lovering et al., 2016; Duquesnoy, 2013; Berthélemy et Escobar, 2015; d'Haeseleer, 2013]. Ces études couvrent à la fois les données du parc français, mais aussi de la plupart des pays nucléaires de l'OCDE.

3.1. Analyse technique et économique des coûts de construction des réacteurs français

Le rapport de la Cour des comptes fournit ainsi une base statistique solide sur les coûts de construction des 58 réacteurs du parc actuel exprimés en euros courant et constant (en utilisant le prix du PIB comme déflateur). L'analyse de ces données montre qu'en intégrant l'effet de série la stratégie de standardisation du parc français, l'organisation industrielle verticalement intégrée (avec notamment l'exercice de la responsabilité architecte-ensemblier

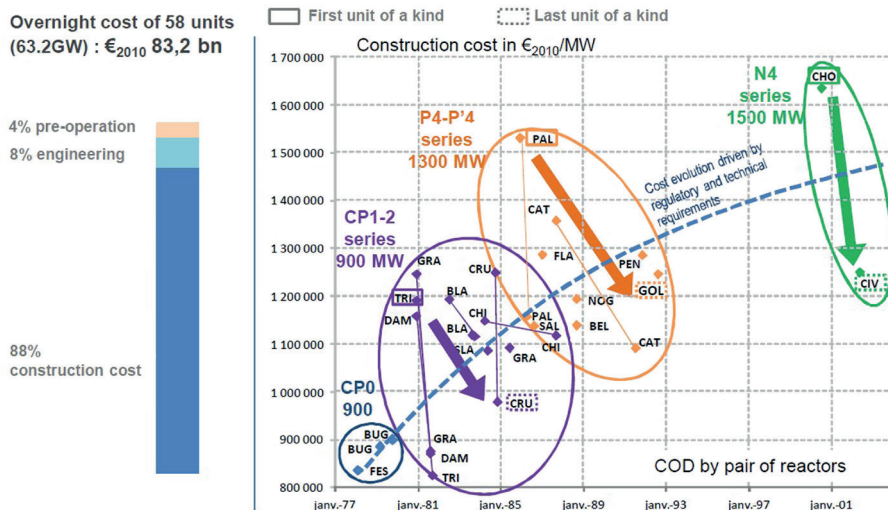


Figure 2. Frontière de coût de la construction des tranches nucléaires françaises, selon les différents paliers

Source : Cour des comptes, 2012

par l'exploitant EDF), ainsi que les économies d'échelle avec l'augmentation de la taille des réacteurs, sont autant de leviers qui ont permis de maîtriser les coûts de construction (Figure 2).

3.2. Analyse économétrique des données internationales

S'il est possible d'utiliser une approche d'ingénierie pour corriger les données empiriques des effets de têtes de série ou de paire (par exemple), une autre approche consiste à les révéler par une démarche économétrique. Plusieurs travaux permettent d'évaluer plus précisément les liens de causalité identifiés dans le paragraphe précédent. Le temps de construction ressort ainsi comme le levier central au travers duquel ces facteurs organisationnels influent sur les coûts de construction.

L'immobilisation d'une main-d'œuvre et d'équipements spécialisés, dont l'adaptation à des plannings potentiellement retardés ne peut être instantanée, représente en effet un poids important des coûts de construction. Des retards affectant un corps de métier ou des modifications dans le design du réacteur ou

dans l'instruction des autorisations de certaines étapes de construction peuvent induire des perturbations du planning global de construction avec le risque d'augmentation de coûts de nombreux postes.

Une comparaison entre les expériences française et américaine est particulièrement parlante pour illustrer ce rôle du temps de construction. Les coûts de construction aux États-Unis ont en effet connu une augmentation bien plus rapide au cours des années 1970 et 1980 du fait de l'allongement des temps de construction, eux-mêmes liés en grande partie à des défaillances sur le plan de l'organisation industrielle américaine peu standardisée. Ces coûts ont ainsi été multipliés par 8 entre le début et la fin de la construction du parc nucléaire américain, avec en parallèle un quadruplement des durées de construction (Figure 3).

La Figure 4 présente les durées de construction, qui sont fortement corrélées avec les coûts *in fine*.

Lors de la création du parc français, il a été possible d'observer un effet de série qui traduisait le fait que le coût d'investissement

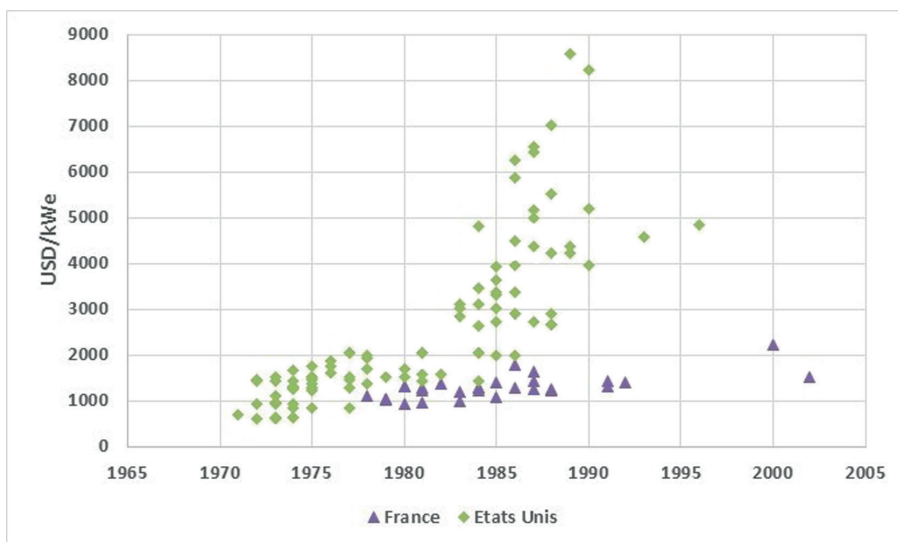


Figure 3. Coûts de construction des réacteurs dans le monde

Source : Berthélemy & Escobar, 2015

La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire

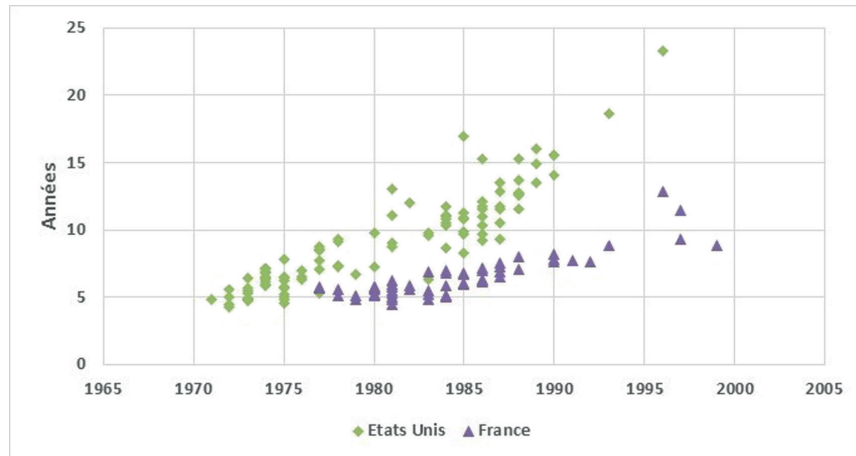


Figure 4. Durée de construction des réacteurs nucléaires

Source : Base de données PRIS de l'AIEA

spécifique moyen (€/kWe) d'une série d'unités standardisées était inférieur à celui d'une tranche de mêmes caractéristiques, mais conçue et réalisée isolément.

L'existence de cet effet de série, terme qui regroupe l'ensemble des effets liés à la mise en œuvre de grands programmes, a été mise en évidence par plusieurs études économétriques [Berthélemy et Escobar, 2016; Escobar et Lévéque, 2015] sur les réalisations passées.

Cet effet de série est pour grande partie accessible sous la condition que les mêmes référentiels techniques, codes et normes soient utilisés pour la conception, le *licensing* et la construction de toutes les tranches de la série. Dès lors que l'on s'éloigne de ces conditions : par exemple pour des constructions dans des pays différents (Autorités de sûreté et réglementations différentes), ou avec un montage industriel différent, le bénéfice de l'effet de série global se trouve dégradé.

3.3. Les facteurs explicatifs de l'effet de série

L'effet de série est influencé par deux facteurs distincts : l'effet programme et l'effet productivité. Nous évoquerons aussi le rythme des travaux (régularité et volume des flux annuels de commandes à la *supply chain*) comme composante de l'effet productivité.

Effet programme (ou effet palier)

Cet effet trouve son origine dans l'action de l'architecte-ensemblier (l'acteur industriel qui pilote le projet et supervise la construction du réacteur, soit EDF en France). L'unicité de la réalisation des études, développements, qualifications et tests des matériels valables pour l'ensemble d'un palier constitue l'effet programme (ou effet palier). Les coûts correspondants sont indépendants du nombre de tranches concernées et sont peu sensibles à la taille des unités (puissance). Ils sont en revanche fortement influencés par le degré d'innovation introduit dans le nouveau palier.

Effet productivité

Cet effet est localisé essentiellement dans la *supply chain*. Il se traduit par la répercussion des gains de productivité des fournisseurs sur leurs prix de vente. Cet effet est fortement

dépendant de la visibilité donnée aux fournisseurs à travers une commande ferme d'une série de matériels identiques. Cette visibilité permet notamment de mettre en place une programmation et une utilisation optimisées des approvisionnements et des outils de production.

Par ailleurs, les coûts unitaires sont sensibles à l'effet de rythme, qui permet une plus grande régularité et joue sur les flux annuels.

Effet de rythme

L'effet de rythme concerne tous les acteurs. Il est étroitement lié à l'effet de série. Il traduit le fait que l'effet bénéfique de série est fonction du rythme d'engagement associé, dans la gamme qu'autorise le potentiel industriel existant. Pour que cet effet soit sensible, il faut que le nombre de tranches engagées permette de maintenir une charge minimale continue tant au niveau des études que de la fabrication des matériels. La continuité des engagements est un paramètre essentiel. Un effet de volume est directement lié au rythme de construction. En effet, les coûts fixes (amortissement des usines, maintien des compétences) sont par définition importants pour des flux annuels faibles.

L'effet de série se trouve renforcé si on a la possibilité de construire plusieurs tranches d'un même palier sur le même site : les travaux d'aménagement du site sont ainsi mutualisés, de même que certains ouvrages et bâtiments annexes. Par exemple, la construction par paire entraîne une diminution de l'ordre de 15 % des coûts du second réacteur [OCDE/AEN, 2000]. En combinant cet effet avec les besoins en puissance nouvelle, donner des signaux sur une quinzaine d'années à la *supply chain* signifierait engager un programme de 3 à 4 paires.

À titre d'illustration de ces effets, EDF estime pouvoir réduire de 20 % le coût de la construction de son projet de deux EPR à Sizewell C en transposant des éléments du projet Hinkley Point. Par exemple, EDF pense pouvoir éliminer la plus grande partie des 2 milliards de

livres (2,25 milliards d'euros) nécessaires aux travaux préalables à la construction de Hinkley Point C. D'autres économies importantes seraient réalisables en faisant intervenir les sous-traitants qui travaillent actuellement sur le chantier et des équipements déjà passés par le processus de certification nécessaire pour une utilisation sur un site nucléaire.

4. Retour d'expérience et perspectives de réduction des coûts de construction des réacteurs de 3^e génération

4.1. Coûts prévisionnels des prochains réacteurs EPR selon AIE/AEN

L'étude de l'OCDE/AIE-AEN (2015) sur les coûts de production d'électricité, focalisée sur les coûts de construction de nouvelles unités démarrant vers 2020-2030, rassemble les estimations données par différents gouvernements européens pour des EPR, et a débouché sur une fourchette de 3800 à 4500 €/kWe. Celle-ci fait apparaître un facteur de progrès d'au moins 30 % par rapport aux premiers EPR arrivant en fonction en 2018/2019 : de 5200 à 6812 €/kWe (Tableau 2).

Au Royaume-Uni, cette analyse a été confortée en 2018 par le «Nuclear Sector Deal» qui vise une réduction globale des coûts des prochaines constructions de 30 %.

L'enjeu dans les pays de l'OCDE est bien de faire baisser les coûts, par rapport à ce qui a été expérimenté dans les premières constructions. À l'horizon 2020, le facteur de progrès considéré varie selon le pays, la France y intégrant l'effet de série en plus. L'hypothèse française sous-jacente étant un remplacement au moins partiel du parc existant, avec une première série d'EPR mis en service à partir de 2030.

Un facteur de progrès de 30 % en France paraît accessible et impliquerait donc à la fois un design amélioré dans le sens d'un coût moindre de construction (projet en cours) et des méthodes de construction optimisées.

La réduction des coûts de construction du nouveau nucléaire

Ces facteurs de progrès technique s'articuleront avec une remise en marche de la filière nucléaire permettant d'engranger un effet de série lié à un effet de programme (visibilité, continuité) et de productivité (organisation industrielle, standardisation).

4.2. Démarche de retour d'expérience et d'optimisation de l'EPR

Le retour d'expérience des premiers EPR

Areva puis le nouveau Framatome travaillent depuis 2009 à recueillir le retour d'expérience des projets actuellement en construction. Ainsi, les projets Taishan 1 & 2 ont déjà bénéficié de ce retour d'expérience (issu d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3). La durée de construction entre le premier béton et la pose du dôme a été réduite de moitié (24 mois au lieu de 47) entre Olkiluoto 3 et Taishan.

Les exemples suivants illustrent le bénéfice apporté par le retour d'expérience [EDF, 2014] :

- La réduction importante du nombre d'heures d'ingénierie, et donc les coûts associés, sur la chaudière nucléaire (– 60 % entre Olkiluoto 3 et Taishan);

- La réduction significative (– 40 %) de la durée de fabrication des gros composants grâce à l'amélioration des processus de production (par exemple : durée de fabrication des générateurs de vapeur réduite d'une année pour Taishan, dont 4,5 mois grâce à l'utilisation d'un forgé au lieu d'une série de soudures pour un composant des générateurs de vapeur);
- La fiabilisation du planning de construction grâce à la réduction de délais des approvisionnements auprès des fournisseurs (réduction des délais de 65 % en moyenne entre Olkiluoto 3 et Taishan);
- La durée totale du projet (entre premier béton et première criticité) devrait être inférieure de 30 %.

Par ailleurs, le nombre d'heures passées par les équipes d'ingénierie est de 60 % plus faible pour Taishan que pour Olkiluoto 3, illustrant les bénéfices de la standardisation :

- Premier plan complet des schémas de tuyauterie et d'instrumentation passés de 14 à 9 mois; cette étape conditionne le plan d'implantation et les interfaces du génie civil;
- Nombre de révisions nécessaires des schémas détaillés réduit de 10 à 3;

Projets en cours	Olkiluoto 3	Flamanville 3	Hinkley Point C
MWe (net)	1 630	1 600	3 300
Durée de construction	13 ans	11 ans	6,5 ans
Coût de construction	> 8,5 Mrds€	10,9 Mrds€	23 Mrds€ *
€/kWe	> 5 200	6 812	7 000
Étude AIE/AEN horizon 2020	Finlande	France	Royaume-Uni
€/kWe ***	3 672	3 800 **	4 520
Facteur de progrès	– 28 %	– 44 %	– 36 %

* £19,6 Mrds (World Nuclear News, 03/07/2017) pour 2 réacteurs.

** Pour un réacteur de série en 2030.

*** Avec 1 USD = 0,75 € = 0,64 GBP.

Tableau 2. Coûts de construction estimés des futurs EPR

Source : AIE/AEN, 2015

- Description des systèmes, gouvernant la mise en place du contrôle-commande, disponible en 20 mois au lieu de 30.

Au-delà, la réalisation en cours des 4 EPR a permis de construire une force structurée mise au service de la conception des nouveaux réacteurs EPR :

- Une équipe d'ingénierie et projets forte de plus de 6000 personnes pour l'ensemble des projets, dont plus de 1000 personnes compétentes en gestion de projets. Par ailleurs, les directeurs de projet sur le chantier de Taishan ont pour la plupart travaillé sur Olkiluoto 3 ou Flamanville 3;
- Une expertise renforcée dans les achats et la qualification des entreprises fournissant équipements et supports d'ingénierie;
- Un processus interne de recensement des points de retour d'expérience et des facteurs correctifs qui en découlent. On estime ainsi que plus de 1600 points d'expérience ont été enregistrés pendant les constructions et traités.

La démarche de standardisation et de simplification de l'EPR

La démarche d'optimisation de l'EPR (projet EPR2), lancée à partir de 2015 en commun par les ingénieries d'EDF et Framatome, s'inscrit donc dans la continuité des EPR en cours de construction. Elle intègre cette fois le retour d'expérience sur le design lui-même, en particulier en termes de simplification du design, d'amélioration de sa constructibilité et d'industrialisation de ses équipements. Dans le cadre de la transformation digitale en cours dans l'industrie nucléaire, elle met en œuvre également des méthodes d'ingénierie système pour améliorer les performances des acteurs travaillant sur le projet. Elle prend en compte les techniques et méthodes les plus récentes, en particulier dans le génie civil et dans la modélisation numérique.

Les principales options techniques retenues après l'intégration du retour d'expérience sont :

- Une chaudière du niveau de puissance de celles des derniers EPR (puissance

thermique de 4590 MWth) permettant la meilleure réutilisation des équipements primaires de l'EPR. Ce choix permet d'inscrire la fabrication de ces équipements dans la continuité des chantiers en cours et donc de limiter au maximum les risques liés à leur approvisionnement et leur qualification;

- Une enceinte de confinement à simple paroi avec *liner* assurant à la fois le confinement des matières radioactives en cas d'accident et la protection contre les agressions externes malveillantes. Ce choix permet de simplifier fortement la construction;

- Une architecture des systèmes de sauvegarde en 3 trains. Ce choix vise à simplifier au maximum le design et permet une meilleure prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima en séparant davantage les installations liées à la prévention de la fusion du cœur et celles liées à la mitigation de cet accident;

- Une optimisation et simplification par l'intégration du retour d'expérience. Forte optimisation du processus de construction engendrant d'importantes économies de coûts et de délais des chantiers, réduction des coûts d'achat, prise en compte du REX des fournisseurs :

- Simplification des structures des bâtiments (alignement des voiles, suppressions des points singuliers);

- Optimisation des taux de ferrailage du génie civil;

- Optimisation des séquences de montage électromécanique en ayant recours à plus de préfabrication et en réduisant le nombre d'épreuves hydrauliques;

- Standardisation des équipements via l'usage de catalogues issus des standards industriels;

- Maîtrise de la taille du contrôle commande en travaillant sur la réduction du nombre de données transmises des équipements vers le contrôle commande;

- Développement de l'ingénierie système applicable aux projets complexes.

4.3. L'optimisation des chantiers de construction

Un des leviers d'optimisation identifié — déjà en application ou en exploration — porte également sur l'ensemble de l'organisation de la construction afin d'en réduire le délai de construction et donc le coût. Ces axes sont notamment :

- Utilisation de techniques de construction avancées, choix optimisé de la logistique pour les composants lourds ;
- Préassemblages ou « modularisation » de parties de la centrale quand le bénéfice global est supérieur au coût global engendré par la modification considérée.

Certaines de ces modifications d'organisation peuvent nécessiter des ajustements mineurs du design pour pouvoir être réalisées, mais cela ne change en rien le design global, ni son niveau de sûreté, ni ses performances. Le développement de la simulation numérique des chantiers est aussi un atout important, permettant notamment une coordination optimisée des différents corps de métiers. Là encore, la transformation digitale, via par exemple le déploiement de logiciels de *Project Life Management* (PLM), sera un levier pour faciliter la gestion des systèmes complexes et gagner en compétitivité.

Une des actions techniques en cours est de simplifier la conception du béton armé (taux de ferrailage, épaisseur béton), d'accompagner le développement de nouveaux modes de construction (modularité, préfabrication, structures autoportantes), et de mettre au point des outils numériques d'aide à la décision pour optimiser le chantier (de la conception à l'exploitation).

4.4. La remise en marche de la chaîne industrielle « qualité nucléaire » européenne

Aucun projet de réacteur nucléaire n'avait été lancé ni démarré en Europe depuis deux décennies. Or la filière nucléaire se caractérise par des exigences très strictes en assurance qualité, en pureté des matériaux, en

comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. Il a donc fallu reconstituer l'ensemble de la chaîne industrielle pour construire Olkiluoto 3 et Flamanville 3. Framatome a qualifié plus de 600 fournisseurs d'équipements et services et obtenu des progrès sensibles sur la qualité et le calendrier des fournitures.

La totalité de la chaîne industrielle, systèmes, services et composants, doit être qualifiée au niveau « qualité nucléaire » ; les standards de qualité sont définis et contrôlés par un organisme agréé. Pour bien des prestataires, il a fallu investir en compétences, par recrutement ou par programmes internes de formation, sur des domaines spécifiques au nucléaire.

La Figure 5 donne une répartition géographique de la chaîne ainsi constituée en Europe (en juin 2015). Si la France et l'Allemagne en concentrent une forte proportion, on voit néanmoins que 8 autres pays comptent entre 11 et 100 entreprises impliquées.

Les projets à venir bénéficieront de cette chaîne industrielle reconstituée, impliquant des coûts moindres.

Pour garantir la capacité, les compétences et la compétitivité du tissu industriel nucléaire en France à réaliser des projets neufs à venir et dans l'objectif de bénéficier d'un effet de série, il sera nécessaire de définir un programme de réalisation en adéquation aux capacités du tissu industriel.

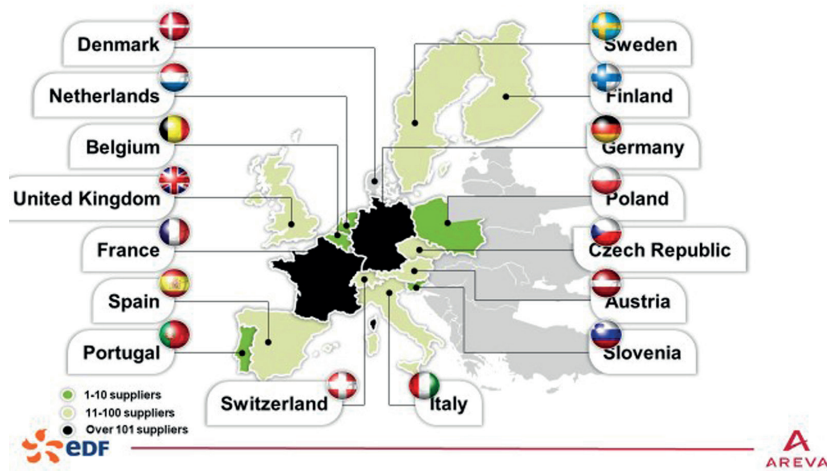


Figure 5. Localisation des *supply chains* d'EDF et Framatome en Europe

Source : EDF et Areva

5. Conséquences pour l'investissement nucléaire futur nécessaire au renouvellement du parc français

5.1. Articulation entre les orientations de la PPE et la décision d'un nouveau programme nucléaire

Les orientations en matière de mix de production électrique français sont actuellement définies dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en lien avec les objectifs de la loi de transition énergétique (LTECV). L'objectif principal de la loi est de diminuer les émissions de gaz à effet de serre nationaux. Pour ce qui concerne l'électricité, il s'agira principalement d'arrêter les centrales à charbon. Au-delà, le mix électrique national doit rester l'un des plus décarbonés du monde afin qu'il puisse servir à la décarbonation de l'économie via une utilisation accrue de l'électricité. La loi précise une volonté de réduction de la part du nucléaire qui ne jouera pas sur la performance d'émission, mais vise un autre objectif : diversifier le parc électrique.

L'objectif de long terme (2050) du nucléaire dans le mix énergétique national n'est pas fixé, mais une trajectoire de stabilisation, à long terme, avoisinant 50 % semble prudente vu

d'aujourd'hui [SFEN, 2018b]. Pour réaliser un tel objectif, il faudra donc étaler le renouvellement du parc actuel sur les prochaines décennies et le maintien d'une partie significative de nucléaire dans le mix suppose de s'y préparer activement aujourd'hui. Il s'agit d'un triple enjeu de souveraineté nationale, de politique industrielle et de politique de l'emploi au regard des 220 000 salariés de cette filière. Garder l'option ouverte nécessite donc de construire de nouveaux réacteurs, ce qui pose la question de la date, du choix du design et du rythme souhaitable pour ces constructions.

Le choix de la date est principalement lié au maintien de l'option nucléaire à long terme et donc au maintien des compétences dans l'industrie française. Compte tenu des délais administratifs et industriels pour le passage à la dimension industrielle de série, une mise en service à l'horizon 2030 d'une première paire de réacteurs serait cohérente avec cette stratégie. C'est dans cette perspective que s'inscrit l'annonce fin 2018 par le président de la République d'une décision concernant le nouveau nucléaire en 2021.

5.2. Les rôles respectifs de l'État et de l'industrie

Ce programme nouveau nucléaire répondrait également à des préoccupations importantes des différents acteurs concernés :

- Pour les consommateurs d'électricité, c'est la possibilité de prolonger les avantages actuels d'un parc électrique offrant à la fois un prix bas et stable du kWh comparé à la moyenne des prix européens, une grande sécurité de fourniture en permanence et une empreinte carbone faible;
- Pour l'exploitant, c'est la possibilité de maintenir sa capacité et sa performance, de rester au plus haut niveau de la sûreté nucléaire et de rentabiliser les investissements passés dans la génération 3, de disposer d'une *supply chain* performante;
- Pour les gestionnaires de réseaux français et européens, c'est le maintien d'une composante de production pilotable, favorable à la stabilité des réseaux (en tension et fréquence) et en même temps flexible;
- Pour l'État français, c'est la possibilité de maintenir et développer une filière industrielle forte et reconnue mondialement, avec tous les bénéfices qui en résultent : sur les emplois et la relance de l'industrie nationale, sur la balance commerciale et sur la performance française dans le cadre des engagements de la COP21 (Stratégie Bas Carbone).

Dans le contexte actuel, décider un tel programme se heurte néanmoins aujourd'hui à plusieurs difficultés qu'il conviendra de lever pour une décision de l'État en 2021 :

- L'état du marché européen de l'électricité ne permet aucunement d'investir raisonnablement de nouveaux outils de production « bas carbone » sans cadre adapté (prix garantis notamment);
- Le fort besoin capitalistique de l'industrie nucléaire qui met les bilans des entreprises sous tension, dans la situation de réorganisation actuelle de la filière, qui n'est pas encore pleinement stabilisée;
- Le scepticisme par rapport à la technologie EPR (et plus généralement la génération 3, cf. AP1000 aux États-Unis), dû aux

dépassements de délais et de coûts sur les projets Olkiluoto et Flamanville.

Il appartient d'abord aux pouvoirs publics de se prononcer sur les deux premiers points. Le troisième est de la responsabilité de la filière, qui doit prouver qu'elle sait démarrer les réacteurs (ce qui est le cas avec Taishan) et que leurs coûts vont baisser avec des risques industriels associés réduits.

5.3. Allocation des risques et réduction des coûts financiers

Enfin, les pouvoirs publics ont eux aussi un rôle majeur à prendre dans le portage des risques, comme ils le font pour les autres technologies bas carbone. Au-delà des coûts de construction, l'allocation des risques a en effet un rôle majeur à jouer pour réduire le coût du capital et donc les frais financiers. Deux leviers d'action pour l'État méritent d'être soulignés :

- Diminuer le risque marché : les investissements dans les énergies bas carbone nécessitent une certaine visibilité en termes de rémunération. Le mécanisme des CfD (*Contract for Difference*) mis en œuvre au Royaume-Uni est un exemple pour attirer les investisseurs en leur garantissant, pour les énergies renouvelables et le nucléaire, des rémunérations garanties sur la base des services rendus. D'autres approches sont envisageables à l'instar du *Regulated Asset Based Model* actuellement discuté outre-Manche [Helm, 2018];
- Mieux répartir le risque entre les différentes parties prenantes : un récent rapport de la Cour des comptes britannique (UK National Audit Office, 2017) illustre l'extrême sensibilité du prix de l'électricité garanti au taux de rendement attendu du projet, lequel est directement fonction des montages contractuels entre les investisseurs privés (taux élevé), les fournisseurs (marges élevées) et l'État (taux réduit, car objectifs de plus long terme et mutualisation des grands projets). À titre d'exemple, le coût du kilowattheure de Hinkley Point C (Royaume-Uni) double quand le taux d'actualisation passe de 3 % à 10 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet).

6. Conclusion

La mise en service commerciale du réacteur de Taishan 1 fin 2018 montre que la technologie EPR marche. Le passage de cette étape industrielle majeure rend d'autant plus opportun le lancement d'une réflexion État-industrie sur les conditions d'une réduction des coûts et des délais des réacteurs de 3^e génération à laquelle cet article apporte une contribution.

Des facteurs structurels et conjoncturels expliquent la hausse des coûts des réacteurs de 3^e génération :

- Des facteurs génériques à l'ensemble de l'industrie : coûts des facteurs de production, coûts des matières premières, normes environnementales. Ces facteurs ont aussi impacté dans une moindre mesure les filières gaz et charbon ;
- Des facteurs propres à la filière nucléaire : l'effet de «tête de série» inhérent à tout équipement complexe et innovant, certains choix technologiques économiquement pénalisants, mais aussi, une *supply chain* à redémarrer.

La baisse des coûts sur les projets futurs est un impératif majeur pour l'industrie nucléaire mondiale. Les leviers de progrès sont identifiés et font l'objet de plans d'amélioration : stabilisation et simplification du référentiel de sûreté, organisation de la *supply chain*, intégration des retours d'expérience, mise en œuvre de nouvelles techniques et méthodes pour réoptimiser les designs et l'organisation des chantiers (notamment grâce au digital), ou encore organisation des montages contractuels pour faire porter chaque type de risque par l'entité la mieux adaptée, généralement sous le pilotage de la puissance publique.

Dans une logique de programme industriel, d'autres leviers joueront également un rôle significatif comme dans le passé : effet de paire pour les prochains EPR par rapport à des tranches uniques comme Olkiluoto 3 et Flamanville 3, et effet de série, dérivant de la visibilité et du rythme de construction.

Avec le design d'un EPR optimisé, une baisse des coûts «*overnight*» de construction de l'ordre de 30 % apparaît atteignable pour la SFEN et différents acteurs institutionnels et industriels. L'objectif de réduire de plusieurs années la durée de construction des réacteurs est à lui seul porteur de réductions de coûts parmi les plus significatives.

Au-delà de son effet bénéfique sur les coûts, la décision d'un programme de construction de réacteurs doit aussi être analysée dans une optique d'assurance en univers très incertain. Le mix électrique de la France et de l'Europe en 2050 dépend d'un grand nombre de facteurs techniques, économiques, sociaux et géopolitiques très difficiles à anticiper. Aux plans économique et technique, il apparaît que nous sommes confiants dans les capacités de l'industrie nucléaire d'atteindre en bonne part les objectifs décrits plus haut. Or, les incertitudes qui pèsent sur les autres énergies sont d'un ordre bien supérieur, même s'il ne fait guère de doute que les coûts des EnR variables et des solutions de stockage vont continuer à baisser.

Le nucléaire, associé à des énergies renouvelables en forte croissance, permet de disposer d'un jeu diversifié de technologies. Compte tenu des objectifs climatiques, se limiter essentiellement aux EnR variables, avec des incertitudes qui restent encore majeures concernant les technologies à mettre en place pour gérer leur intermittence, ne serait ni raisonnable, ni robuste, ni économiquement efficace.

C'est de la complémentarité des EnR et du nucléaire que naîtra le meilleur mix bas carbone pour la France et l'Europe.

RÉFÉRENCES

- Berthélemy, M. et Escobar, L. (2015). Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress. *Energy Policy*, Vol. 82, pp. 118–130.
- Cour des comptes (2012). *Les coûts de la filière électro-nucléaire*. Rapport public thématique.
- D'Haeseleer W. (2013). Synthesis of the Economics of Nuclear Power. Study for the European Commission, DG Energy.
- Duquesnoy, T. (2013). Coût de construction des réacteurs REP : évolution des conditions économiques ou accroissement de la complexité?, La lettre de l'ITésé, 18.
- EDF (2014). Experiences with the construction of EPR at Flamanville and Taishan. OECD/NEA Workshop on Project and Logistics Management in Nuclear New Build (11 March 2014).
- Escobar, L. et Lévêque, F. (2015). Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power: New Lessons from the French Experience. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 4(2).
- Energy Technology Institute (2018). The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report.
- Jacoud, J.L., Ternon-Morin, F. et Videlaine, P. (2018). «Les réacteurs nucléaires de troisième génération (Gen 3) : vers une sûreté renforcée». *La Revue de l'Énergie*, 639.
- Gilbert, A., Sovacool, B. K., Johnstone, P., et Stirling, A. (2017). Cost overruns and financial risk in the construction of nuclear power reactors: a critical appraisal. *Energy Policy*, 102, 644-649.
- Grubler, A. (2010). The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing. *Energy Policy*, 38(9), 5174-5188.
- Helm, D. (2018). The Nuclear RAB Model. <http://www.diederhelm.co.uk/energy/energy/the-nuclear-rab-model/>
- IEA/NEA (2015). Projected Costs of Generating Electricity: 2015 Edition. OECD/IEA, Paris.
- Lester, D. (2012). Prospects for Nuclear Power. *Journal of Economic Perspectives*, 2012, 26(1), 49-66.
- Lovering, J. R., Yip, A., et Nordhaus, T. (2016). Historical construction costs of global nuclear power reactors. *Energy Policy*, 91, 371-382.
- MIT (2018). The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World, MIT Report.
- OECD/NEA (2000). Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants. OECD, Paris.
- OECD/NEA (2015). Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. OECD, Paris.
- SFEN (2018a). Les coûts de production du nouveau nucléaire français. SFEN. http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf
- SFEN (2018b). Le nucléaire français dans le système énergétique européen. SFEN. http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/le_nucleaire_francais_dans_le_systeme_energetique_europeen_-_sfen_-_ppe.pdf
- Université de Chicago (2011). Analysis of GW-scale overnight capital costs. Energy Policy Institute of Chicago Technical Paper.
- UK National Audit Office (2017). Hinkley Point C: Report by the Comptroller and Auditor General. National Audit Office.