

# L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE : MISE À JOUR

Steve Thomas





**HEINRICH BÖLL STIFTUNG  
SÉRIE ÉCOLOGIE**

# **L'économie de l'énergie nucléaire : mise à jour**

**Steve Thomas, Mars 2010  
Edité par la Fondation Heinrich Böll**

Avec le support de



### Heinrich-Böll-Stiftung

Publié par Heinrich-Böll-Stiftung, Union européenne, Bruxelles

Imprimé en Belgique, Février 2011

© Les auteurs, Heinrich-Böll-Stiftung, Union européenne, Bruxelles  
Tous droits réservés

Adaptation française : Carole Courtoy  
Coordination et édition finale : Annett Waltersdorf  
Production : Micheline Gutman

Photo de couverture : iStockphoto.com © Björn Kindler

Chapitres 1, 3 et 8 : à usage unique, non exclusif, et rédactionnel seulement. Archivage, redistribution ou réutilisation interdites sans l'autorisation préalable de Greenpeace Photo Library. Interdit à l'usage publicitaire et promotionnel. Crédit obligatoire.

Certains droits réservés pour les photos des chapitres 4, 5, 6 et 7.  
Liés à la licence suivante : Créative Commons license : <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.0/>

D/2011/11850/1

#### **Cette publication peut-être commandée à :**

Heinrich-Böll-Stiftung, Union européenne, Bruxelles

15 Rue d'Arlon

B-1050 Bruxelles

Belgique

T (+32) 2 743 41 00

F (+32) 2 743 41 09

E [brussels@boell.eu](mailto:brussels@boell.eu)

W [www.boell.eu](http://www.boell.eu)

# TABLE DES MATIÈRES

<b>Préface : l'énergie nucléaire dans l'impasse</b>	5
<b>Note de l'auteur</b>	7
<b>Introduction</b>	8
<b>1. Le marché mondial des centrales nucléaires : commandes en cours et perspectives</b>	9
<b>2. Les principaux déterminants de l'économie nucléaire</b>	16
2.1. Le coût de la construction et le délai	17
2.1.1. La non fiabilité des données	17
2.1.2. Les difficultés liées à la prévision	18
2.1.3. L'apprentissage, les économies d'échelle et le progrès technique	19
2.1.4. Le temps de construction	21
2.2. Le coût du capital	21
2.3. Le rendement opérationnel	23
2.4. Les coûts d'exploitation et de maintenance hors combustible	25
2.5. Le coût du combustible	26
2.6. L'estimation de la durée de vie	27
2.7. Le coût de démantèlement et d'élimination des déchets et les provisions	27
2.8. Assurance et responsabilité	28
<b>3. L'expérience d'Olkiluoto et de Flamanville</b>	30
3.1. Olkiluoto	30
3.2. Flamanville	31
<b>4. Le Programme américain</b>	33
4.1. Résultats probables	37
<b>5. Le Programme britannique</b>	39
5.1. Résultats probables	40
<b>6. L'Allemagne</b>	42
<b>7. Les autres marchés</b>	44
7.1. Les Émirats arabes unis (EAU)	
7.2. L'Afrique du Sud	44
7.3. Le Canada	45
7.4. La Turquie	47
7.5. L'Italie	47
7.6. Le Brésil	47
7.7. L'Europe de l'Est	48
7.7.1. La République Slovaque	48
7.7.2. La Roumanie	48
7.7.3. La Bulgarie	48
7.7.4. Les autres pays	49

<b>8. Examen des estimations de coûts de construction</b>	50
8.1. Les États-Unis	50
8.2. Les autres pays	51
8.3. Résumé	51
<b>9. Les subventions publiques et leur ampleur</b>	53
<b>Conclusions</b>	55
<b>Appendices</b>	58
Appendice 1      La technologie des réacteurs, concepts actuels et vendeurs	58
Appendice 2      L'actualisation, le coût du capital et le taux de rendement requis	64
Appendice 3      Le démantèlement	66
Appendice 4      L'état des projets américains	69

## PRÉFACE : L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE DANS L'IMPASSE

Les déclarations régulières sur une renaissance de l'énergie nucléaire pourraient donner l'impression que le nombre de nouvelles centrales nucléaires augmente à vive allure et de manière constante. De fait, des statistiques récentes enregistrent 60 centrales en construction, dont la majorité en Chine, et les autres en Russie, en Inde, en Corée du Sud et au Japon. Les États-Unis n'auraient qu'un seul projet concret de construction. Toutefois cette liste (de VGB Power Tech) comporte un grand nombre de projets anciens inachevés et donc de fait de véritables ruines.

D'autre part, on compte actuellement quelques 160 projets de nouvelles centrales nucléaires d'ici 2020, dont 53 rien qu'en Chine et 35 aux États-Unis, suivis de la Corée du Sud et de la Russie. En Europe, la Grande-Bretagne est première de la liste avec huit nouvelles constructions prévues, suivie de l'Italie, de la Suisse, de la Finlande, de la Roumanie et de la Lituanie. La France, qui aimerait doter le monde entier de nouvelles centrales nucléaires, n'en prévoit quant à elle qu'une seule. La majorité des États européens ne nourrissent aucun projet nucléaire concret.

En fait, le nombre des centrales nucléaires dans le monde diminue constamment. Actuellement, 436 réacteurs sont encore en exploitation. Au cours des 15 à 20 prochaines années, on assistera à un plus grand nombre de déconnexions de centrales vieillissantes que de nouvelles mises en service. Les déclarations d'intention ne seront pas toutes concrétisées. Plus les marchés de l'électricité sont ouverts à la libre concurrence, plus les chances de l'énergie nucléaire s'amenuisent.

En outre, les coûts des nouvelles installations explosent. Ainsi le prix de construction de la nouvelle centrale nucléaire d'Olkiluoto en Finlande est déjà passé de trois à quelque 5,4 milliards d'euros, et ce bien que la coque extérieure ne soit pas encore en place. À cela s'ajoutent les problèmes non résolus de l'élimination des déchets et la forte probabilité d'une

défaillance technologique. Aujourd'hui aucun conglomérat énergétique privé ne prendrait le risque de construire une nouvelle centrale sans subventions publiques ni garanties. Il est intéressant de noter que les nouvelles centrales sont avant tout construites là où l'État et l'économie de l'énergie passent une alliance contre-nature.

Jusqu'à aujourd'hui les centrales nucléaires étaient en grande partie financées par des aides publiques. La somme de ces aides en Allemagne s'élève en gros à plus de 100 milliards d'euros et ce traitement de faveur subsiste. Ainsi, avec ces provisions chiffrées en milliards destinées à l'élimination des déchets et au démantèlement des centrales, les compagnies ont à leur disposition une manne financière, libre d'impôts. La responsabilité civile des exploitants est en outre limitée à 2,5 milliards d'euros – une infime fraction de ce que coûterait un accident de gravité moyenne. Finalement, l'énergie nucléaire s'avère être aussi chère que risquée.

Aux arguments d'usage sur l'énergie nucléaire viennent s'en ajouter quelques nouveaux. Premièrement, le danger de prolifération nucléaire est proportionnel au nombre de nouvelles centrales dans le monde entier. Malgré tous les efforts de régulation de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), la limite entre l'usage civil et militaire de cette technologie, n'est pas infranchissable. L'exemple le plus récent en est l'Iran. En fin de compte, nul ne peut être contraint à se soumettre à des contrôles. L'expansion de l'énergie nucléaire fait naître le besoin croissant de construire des installations de retraitement et des surgénérateurs rapides pour produire le combustible nucléaire. Ceci entraîne une amplification de la circulation de plutonium qui elle-même a pour effet de produire d'énormes quantités de matière fissile pouvant servir à la fabrication de bombes : un cauchemar !

Deuxièmement, le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes et plus

encore la construction de nouvelles centrales constitueraient un obstacle majeur au développement des énergies renouvelables. L'affirmation selon laquelle l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables seraient complémentaires est un mythe. Elles doivent non seulement rivaliser pour de piètres capitaux d'investissement et des lignes électriques mais l'exploitation continue et non flexible des centrales nucléaires limite le potentiel de croissance des énergies renouvelables, l'éolien en particulier. Les jours de grand vent et de faible consommation en Allemagne, celui-ci couvre une grande partie de la demande énergétique. Comme dans un futur proche, il y a peu de risque que pour des motifs économiques, la production des centrales existantes (ainsi que celle des grandes centrales au charbon) soit réduite, l'excédent énergétique devra être exporté à perte. Une folie qui ne manque pas de méthode.

Quel que soit l'angle d'approche, il est clair que l'énergie nucléaire n'a pas le potentiel de contribuer de manière décisive à la protection climatique et n'est pas indispensable pour garantir la sécurité d'approvisionnement. C'est le contraire qui est vrai. Ceux qui décident de promouvoir le développement des énergies renouvelables afin qu'elles subviennent à 100% de la demande en électricité, doivent s'opposer à la construction de nouvelles centrales ainsi qu'à l'extension de la durée de vie des plus anciennes. Quoi qu'on en dise, l'énergie nucléaire n'est pas la stratégie de transition adéquate vers l'ère solaire.

*Berlin, janvier 2010*

*Ralf Fücks*

*(Président de la Fondation Heinrich Böll)*

## NOTE DE L'AUTEUR

Depuis la finalisation du texte en mars 2010, on recense un certain nombre de constructions nouvelles et d'achèvements de centrales nucléaires. Le tableau ci-dessous indique les sept centrales dont la construction a démarré entre mars et fin août 2010. Le travail sur la centrale Angra 3 au Brésil, dont la construction avait débuté en 1976 a repris (voir le tableau 3 pour les détails). Quatre unités ont été achevées: Rajasthan 6 (Inde), Lingao 3 et Qinshan 2-3 (Chine), et Shin Kori 1 (Corée

du Sud). Le résultat final de ces changements est qu'en août 2010 on comptait 59 réacteurs en construction, celle-ci ayant pour 37 d'entre eux débuté après 2005. Sur ces 37 réacteurs, 23 sont localisés en Chine, 6 en Russie, 5 en Corée du Sud, 2 au Japon et un en France. Le tableau général des nouvelles commandes est toujours dominé par quelques pays travaillant avec des fournisseurs autochtones et des concepts relativement vieux.

### La capacité nucléaire et les nouvelles constructions entre mars et août 2010

Pays	Site	Type de réacteur	Vendeur	Puissance MW
Chine	Taishan 2	REP	Areva	1700
Chine	Changjiang 1	REP	Chine	1000
Chine	Haiyang 2	REP	Chine	1000
Chine	Fangchenggang 1	REP	Chine	1000
Japon	Ohma	REB	Toshiba	1325
Russie	Leningrad 2-2	REP	Russie	1080
Russie	Rostov 4	REP	Russie	1080

Source : PRIS Data Base, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>

## INTRODUCTION

L'immense défi posé par le besoin de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dans le secteur de l'électricité en particulier, a ravivé l'intérêt pour la construction de centrales nucléaires. Il s'agirait d'abord de remplacer le stock actuel de réacteurs vieillissants, puis de répondre à la demande croissante d'électricité pour enfin se substituer aux centrales à combustibles fossiles. Ces centrales nucléaires seraient aussi construites dans des marchés nouveaux, n'ayant encore jamais utilisé cette énergie. L'espoir à plus long terme, étant que l'énergie nucléaire réponde à une partie des besoins énergétiques actuellement pris en charge par les combustibles fossiles. En l'occurrence, les centrales nucléaires pourraient servir à la fabrication d'hydrogène, en remplacement des hydrocarbures utilisés par les véhicules routiers.

Le public reste perplexe face à l'idée que l'énergie nucléaire soit vraiment une source d'électricité moins coûteuse, et on le comprend. Les estimations de coûts des nouvelles centrales nucléaires se sont envolées à un taux alarmant et les coûts de construction multipliés par cinq cette dernière décennie, avec la forte probabilité qu'ils augmentent jusqu'à la finalisation du concept. Ce qui n'empêche pas des pays comme les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Italie de faire preuve dans le même temps, d'une détermination croissante à maintenir les centrales existantes en service et relancer la commande de

nouvelles, au motif que l'énergie nucléaire est la façon la plus rentable de lutter contre le changement climatique.

Les compagnies d'électricité sont déterminées à faire fonctionner leurs centrales aussi longtemps que possible. Et même si elles ont soutenu verbalement la nécessité de nouvelles centrales nucléaires, elles restent réticentes à leur construction sans garanties sur le coût et le marché, sans subventions. Une partie de ce paradoxe apparent s'explique facilement par la différence entre des coûts de maintenance à eux seuls relativement bas, et le coût général de l'énergie nucléaire – y compris le remboursement du coût de construction – de loin plus élevé. Voilà pourquoi, une fois la centrale construite, il semble logique d'un point de vue économique, de la garder en service même si le coût général de production, y compris celui de la construction, est plus élevé que celui de solutions alternatives. Le coût de construction de la centrale est un coût «irré récupérable», alors que le coût marginal de production d'un kWh additionnel peut être faible.

L'objectif de ce rapport est d'identifier les paramètres économiques intervenant dans le coût de l'électricité nucléaire, et d'en commenter les facteurs déterminants. Il démontre que sans subventions et sans garanties des consommateurs et des contribuables, de nouvelles centrales nucléaires ne peuvent être construites.



## 1. Le marché mondial des centrales nucléaires : commandes en cours et perspectives

Le nombre de discussions sur la question de la «renaissance du nucléaire» a augmenté cette dernière décennie et ce en raison de deux facteurs. Une nouvelle génération de centrale nucléaire, la Génération III+, qui serait moins chère et plus facile à construire, sans danger et moins productrice de déchets (voir *appendice 1* pour une description des modèles de la Génération III). Les commandes n'émaneraient pas seulement de pays où le nucléaire n'était pas problématique, comme la France, l'Inde et la Corée du Sud mais également de pays tels que les États-Unis, le Royaume-Uni, l'Italie ainsi que l'Allemagne qui semblaient s'en être détournés.

Pour l'industrie nucléaire, les États-Unis et le Royaume-Uni sont des cibles particulières, et ce pour un certain nombre de raisons :

- les programmes de ces pays sont plus susceptibles de commander des modèles de la Génération III+ que d'autres en Europe et en Amérique de Nord, à part la Finlande et la France ;
- de nouvelles commandes émanant du

Royaume-Uni et des États-Unis, pays considérés comme les pionniers de l'énergie nucléaire, apportent un prestige supplémentaire ; et

- une reprise du marché nucléaire dans ces deux pays, où les expériences des dix dernières années ont été si mauvaises que de nouvelles commandes semblaient inimaginables, serait une belle affaire.

*La liste des centrales en commande illustre bien que la Renaissance fait parler d'elle mais reste géographiquement limitée.*

La liste des centrales en commande (*tableaux, 2, 3 et 4*) montre bien que même si on parle beaucoup d'elle, la renaissance reste géographiquement

limitée. En janvier 2010, 55 centrales étaient en construction dans le monde, avec une capacité de 51GW, comparé à 443 centrales déjà en activité avec une capacité de 375 GW (*tableau 1*). Des 32 unités (ou tranches) dont la construction a commencé après 2005, toutes sauf deux (une en France et l'autre au Japon) étaient localisées en Chine (20), en Corée du Sud (6) ou en Russie (4) (*tableau 2*). Et en Chine, toutes, à l'exception de cinq, étaient construites par des fournisseurs autochtones. Les fournisseurs occidentaux actifs en Europe - Westinghouse et Areva NP - ont

seulement remporté deux commandes à l'extérieur de la Chine : celles pour Areva NP du site Olkiluoto en Finlande et Flamanville en France. Ces sept commandes et les quatre unités commandées à la Corée du Sud par les Émirats arabes unis (EAU) en décembre 2009, sont les seules de concepts de Génération III/III+.

Sans la Chine le carnet de commande de nouvelles centrales serait sans doute moins rempli. La plus grande partie des commandes sont honorées par des sociétés chinoises et basées sur le modèle français qu'elles avaient commandé en 1980 pour le site de Daya Bay. Il reste à voir si la Chine possède les ressources humaines et financières pour continuer à financer les commandes à leur taux de 2008 et 2009, quand le travail sur 15 tranches a débuté. Compte tenu de la précaution dont elle doit faire preuve dans l'utilisation de ses ressources limitées en capital, l'issue la plus probable pour la Chine sera de continuer à placer un petit nombre de commandes nucléaires sur le marché international – moins que le nombre prévu par le gouvernement chinois ou son industrie nucléaire – tout en essayant de renforcer sa capa-

*L'issue la plus probable pour la Chine sera de continuer à placer un petit nombre de commandes nucléaires sur le marché international – moins que le nombre prévu par le gouvernement chinois ou son industrie nucléaire.*

cité à travers sa propre industrie de fourniture de technologie nucléaire. Les modèles qu'elle fournit sont obsolètes pour le marché occidental aujourd'hui.

La Russie, elle aussi, a eu des projets d'expansion de l'énergie nucléaire très ambitieux. En 2008, elle avait prévu de commander 26 nouvelles centrales nucléaires (environ 30 GW) d'ici 2025, mais en 2009 cet objectif était déjà reporté à 2030<sup>1</sup>. Quatre unités (tranches) datant des années 80 sont répertoriées comme étant toujours en construction et presque terminées, mais cette situation dure depuis une dizaine d'années si pas plus (tableau 3). Si le besoin d'une nouvelle capacité de production nucléaire avait été urgent et les ressources financières disponibles, ces unités seraient terminées aujourd'hui. De la Russie, il est difficile d'obtenir une information fiable quant à l'état d'avancement de la construction des centrales nucléaires et celles-ci pourraient ne pas l'être actuellement. Un doute particulier existe au sujet du site de Kurks-5, qui utilise la même technologie que celle de Tchernobyl, et qui serait très controversé s'il était mis en service.

**Tableau 1 – La capacité nucléaire en exploitation et en construction : janvier 2010**

	En exploitation : Capacité en MW (nbre d'unités)	En construction: Capacité en MW (nbre d'unités)	% électricité nucléaire (2008)	Technologies <sup>2</sup>	Fournisseurs
Argentine	935 (2)	692 (1)	6	HWR	Siemens EACL
Arménie	376 (1)	–	39	WWER	Russie
Belgique	5.863 (7)	–	54	REP	Framatome
Brésil	1.766 (2)	–	3	REP	Westinghouse Siemens
Bulgarie	1.966 (2)	1.906 (2)	33	WWER	Russie
Canada	12.577 (18)	–	15	HWR	EACL

1 *Nucleonics Week*, «Russia Stretches Out Schedule for New Reactor Construction», 26 Mars 2009.

2 Voir glossaire et appendice 1 pour un aperçu général des technologies.

	En exploitation: Capacité en MW (nbre d'unités)	En construction: Capacité en MW (nbre d'unités)	% électricité nucléaire (2008)	Technologies <sup>2</sup>	Fournisseurs
Chine	8.438 (11)	19.920 (20)	2	REP, HWR, WWER	Framatome, EACL, Chine, Russie
Taiwan	4.949 (6)	2.600 (2)	20	REP, REB	GE, Framatome
Rép.Tchèque	3.678 (6)	–	32	WWER	Russie
Finlande	2.696 (4)	1.600 (1)	30	WWER, REB, REP	Russie, Asea, Westinghouse
France	63.260 (59)	1.700 (1)	76	REP	Framatome
Allemagne	20.470 (17)	–	28	REP, REB	Siemens
Hongrie	1.755 (4)	–	37	WWER	Russie
Inde	3.984 (18)	2.708 (5)	2	HWR, FBR, WWER	AECL, Inde, Russie
Iran	–	915 (1)		WWER	Russie
Japon	46.823 (53)	1.325 (1)	25	REB, REP	Hitachi, Toshiba, Mitsubishi
Corée du Sud	17.647 (20)	6.520 (6)	36	REP, HWR	Westinghouse, AECL, Corée du Sud,
Mexique	1.300 (2)	–	4	REB	GE
Pays-Bas	482 (1)	–	4	REB	Siemens
Pakistan	425 (2)	300 (1)	2	HWR, REP	Canada, Chine
Roumanie	1.300 (2)		18	HWR	AECL
Russie	21.743 (31)	6.894 (9)	17	WWER, RBMK	Russie
Rép. Slovaque	1.711 (4)	810 (2)	56	WWER	Russie
Slovenie	666 (1)	–	42	REP	Westinghouse
Afrique du Sud	1.800 (2)	–	5	REP	Framatome
Espagne	7.450 (8)	–	18	REP, REB	Westinghouse, GE Siemens
Suède	8.958 (10)	–	42	REP, REB	Westinghouse, Asea
Suisse	3.238 (5)	–	39	REP, REB	Westinghouse, GE Siemens
Ukraine	13.107 (15)	1.900 (2)	47	WWER	Russie
GB	10.097 (19)	–	13	GCR, REP	GB, Westinghouse
USA	100.683 (104)	1.165 (1)	20	REP, REB	Westinghouse, B&W, CE, GE
MONDE	375.136 (443)	50.955 (55)			

Dans les années 1960/70, l'Inde a commandé un petit nombre de centrales à des fournisseurs occidentaux, mais l'utilisation de matériaux produits dans un réacteur de recherche canadien pour un test d'arme nucléaire en 1975, entraîne la rupture de tout contact avec les fournisseurs occidentaux. L'Inde a poursuivi la construction de ses centrales à partir du modèle canadien commandé dans les années 1960. Celles-ci sont peu fiables et leur construction prend fréquemment plus de temps que prévu, ainsi les dates d'achèvement des travaux reprises dans le *tableau 2* doivent-elles être examinées avec scepticisme. En 1998, après d'autres essais d'armes nucléaires, les États-Unis mettent également fin à leur coopération avec l'Inde mais en 2005, les deux pays négocient un contrat de coopération tech-

nologique dans le domaine du nucléaire civil. Depuis lors, les fournisseurs Rosatom (jusqu'à 4 WWER-1200), Westinghouse (jusqu'à 8 AP1000), Areva (jusqu'à 6 EPR) et GE-Hitachi (jusqu'à 8 REB) ont prétendu qu'ils y détenaient des accords de fourniture de centrales, mais aucun de ceux-ci ne s'est transformé en commande ferme. L'industrie nucléaire indienne prévoit de construire un grand nombre de nouvelles centrales en utilisant diverses technologies, y compris des réacteurs à neutrons rapides, des réacteurs à eau lourde et des centrales à réacteurs au thorium. Le gouvernement indien s'est fixé comme objectif, une capacité nouvelle de 63.000 MW en service d'ici 2032. Il serait quand même surprenant, compte tenu de ses résultats précédents, que l'Inde ne se rapproche un tant soit peu de cet objectif.

**Tableau 2 – Les centrales nucléaires en construction dans le monde depuis 1999**

Pays	Site	Type de réacteur	Vendeur	Puissance	Début de la construction	Avancement de la construction (%)	Date d'exploitation prévue
Chine	Fangjiashan 1	REP	Chine	1000	2008	0	-
Chine	Fangjiashan 2	REP	Chine	1000	2009	0	-
Chine	Fuqing 1	REP	Chine	1000	2008	0	-
Chine	Fuqing 2	REP	Chine	1000	2009	0	-
Chine	Haiyang 1	REP	Chine	1000	2009	0	-
Chine	Hongyanhe 1	REP	Chine	1000	2007	20	-
Chine	Hongyanhe 2	REP	Chine	1000	2008	0	-
Chine	Hongyanhe 3	REP	Chine	1000	2009	0	-
Chine	Hongyanhe 4	REP	Chine	1000	2009	0	-
Chine	Lingao 3	REP	Chine	1000	2005	60	2010
Chine	Lingao 4	REP	Chine	1000	2006	50	2010
Chine	Ningde 1	REP	Chine	1000	2008	10	-
Chine	Ningde 2	REP	Chine	1000	2008	5	-
Chine	Ningde 3	REP	Chine	1000	2010	5	-
Chine	Qinshan 2-3	REP	Chine	610	2006	50	2010
Chine	Qinshan 2-4	REP	Chine	610	2007	50	2011
Chine	Sanmen 1	REP	W'house	1000	2009	10	-
Chine	Sanmen 2	REP	W'house	1000	2009	10	-
Chine	Taishan 1	REP	Areva	1700	2009	0	-
Chine	Yangjiang 1	REP	W'house	1000	2009	10	-

Pays	Site	Type de réacteur	Vendeur	Puissance	Début de la construction	Avancement de la construction (%)	Date d'exploitation prévue
Chine	Yangjiang 2	REP	W'house	1000	2009	0	-
Taiwan	Lungmen 1	ABWR	GE	1300	1999	57	2011
Taiwan	Lungmen 2	ABWR	GE	1300	1999	57	2012
Finlande	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1600	2005	40	2012
France	Flamanville 3	EPR	Areva	1700	2007	25	2012
Inde	Kaiga 4	Candu	Inde	202	2002	97	2010
Inde	Kudankulam 1	WWER	Russie	917	2002	90	2011
Inde	Kudankulam 2	WWER	Russie	917	2002	79	2011
Inde	PFBR	FBR	Inde	470	2005	37	-
Inde	Rajasthan 6	Candu	Inde	202	2003	92	2010
Japon	Shimane 3	REB	Toshiba	1325	2007	57	2011
Corée du Sud	Shin Kori 1	REP	Corée du Sud	960	2006	77	2010
Corée du Sud	Shin Kori 2	REP	Corée du Sud	960	2007	77	2011
Corée du Sud	Shin Kori 3	REP	Corée du Sud	1340	2008	29	2013
Corée du Sud	Shin Kori 4	REP	Corée du Sud	1340	2009	29	2014
Corée du Sud	Shin Wolsong 1	REP	Corée du Sud	960	2007	49	2011
Corée du Sud	Shin Wolsong 2	REP	Corée du Sud	960	2008	49	2012
Pakistan	Chasnupp 2	REP	Chine	300	2005	25	2011
Russie	Beloyarsky 4	FBR	Russie	750	2006	12	-
Russie	Leningrad 2-1	WWER	Russie	1085	2008	0	-
Russie	Novovoronezh 2-1	WWER	Russie	1085	2008	5	-
Russie	Novovoronezh 2-2	WWER	Russie	1085	2009	0	-
<b>TOTAL</b>				<b>40778</b>			

Sources : PRIS Data Base, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>  
*Nuclear News*, liste des centrales nucléaires dans le monde

Note : Comprend uniquement les unités au-delà de 100 MW. L'état de la construction est tiré du *Nuclear News* de Mars 2009

Les deux dernières décennies, la Corée du Sud a maintenu ses commandes de centrales nucléaires – cinq les quatre dernières années – et 36% déjà de son électricité provient des centrales nucléaires (tableau 2). Les six tranches (unités) en construction pourraient faire passer ce pourcentage à 50%, laissant peu de place pour plus de commandes pour le marché domestique. Cela a pu compter dans la décision de passer au marché de l'exportation et remporter ainsi quatre commandes des Émirats arabes unis (EAU) à un prix officiellement faible.

Le Japon a également fait, de manière constante, des prévisions d'augmentation de sa capacité nucléaire sans que cela ne se concrétise jamais par des commandes réelles. La technologie de ces centrales fournies par des compagnies japonaises est sous licence Westinghouse et GE. Au Japon l'approbation de construction peut prendre jusqu'à 20 ans, mais une fois commencée celle-ci s'achève rapidement (4 ans en moyenne) et ne dépasse généralement pas les délais prévus. Une série d'accidents sur certains sites,

souvent mal gérés, ont fait naître une inquiétude croissante parmi la population japonaise. Il est probable qu'à l'avenir, la recherche de nouveaux sites pour de nouvelles centrales, s'avère difficile. Début 2010, seule une centrale était en construction (*tableau 2*) et il semble que seules quelques rares commandes puissent émaner du Japon.

Le *tableau 3* indique l'existence de 17 unités incomplètes, dont la construction ayant débuté avant 1990 pourrait encore être achevée, mais sur lesquelles aucun travail n'est actuellement en cours. En ce qui les concerne, le pourcentage d'achèvement indiqué pourrait être trompeur. Il est vraisemblable que les installations signalées avec un taux d'achèvement de 33% n'en soient qu'au stade de préparation du site, sans construction réelle du réacteur. De plus, les délais de finition pour des tranches en construction à Taiwan

– commandées en 1996 avec achèvement prévu en 2004 – ont été reportés de huit ans. Le cas du réacteur de Watts Bar au Tennessee (USA) est particulièrement intéressant. Sa construction ainsi que celle d'un autre identique avait com-

mencé en 1973 mais le travail était constamment reporté. L'unité 1 a finalement été achevée en 1996 à un prix dépassant 6 milliards de dollars US<sup>3</sup>, tandis que le travail sur l'unité 2 était arrêté en 1985 alors que la construction était annoncée comme achevée à 90%<sup>4</sup>. Le travail a ensuite repris en 2007, quand l'achèvement de la centrale a été prévu pour 2013, au prix de 2,5 milliards de dollars US.

C'est en 2009, que l'entreprise d'électricité fédérale, la Tennessee Valley Authority, propriétaire de Watts Bar, s'est mise à envisager la possibilité de reprendre la construction

de deux tranches sur son site de Bellefonte en Alabama (USA). Celle-ci avait débuté en 1974, et quand le travail fut suspendu au milieu des années 80<sup>5</sup>, l'achèvement de l'unité 1 était estimé à 90% et celui de l'unité 2 à 60%. Le travail d'achève-

ment sur des concepts comme celui de Bellefonte et Watts Bar, vieux de quarante ans, soulève des questions particulières sachant qu'aujourd'hui, ils auraient peu de chances d'obtenir la certification des autorités de sûreté nucléaire.

*Le travail d'achèvement sur des modèles comme celui de Bellefonte et Watts Bar, vieux de quarante ans, soulève des questions particulières sachant qu'aujourd'hui, ces modèles auraient peu de chances d'obtenir la certification des autorités de sûreté nucléaire.*

3 *Chattanooga Times*, du 12 décembre 2008 «Tennessee: Estimates Rise for Nuclear Plant», section A1.

4 <http://www.tva.gov/environment/reports/wattsbar2/seis.pdf>

5 <http://web.knoxnews.com/pdf/082708bellefonte-reinstatement.pdf>

**Tableau 3 – Centrales nucléaires dont la construction a débuté avant 1990**

Pays	Site	Technologie	Vendeur	Puissance nette MW	Début de la construction	% Construit	Mise en service
Argentine	Atucha 2	HWR	Siemens	692	1981	87	2010
Brésil	Angra 3*	REP	Siemens	1.275	1976	10	
Bulgarie	Belene 1*	WWER	Russie	953	1987	0	
Bulgarie	Belene 2*	WWER	Russie	953	1987	0	
Iran	Bushehr	WWER	Russie	915	1975	99	2010
Roumanie	Cernavoda 3*	Candu	AECL	655	1983	23	
Roumanie	Cernavoda 4*	Candu	AECL	655	1983	12	
Roumanie	Cernavoda 5*	Candu	AECL	655	1983	8	
Russie	Balakovo 5*	WWER	Russie	950	1986	Elevé	
Russie	Kalinin 4	WWER	Russie	950	1986	Elevé	
Russie	Kursk 5*	RBMK	Russie	925	1985	Elevé	
Russie	Volgodonsk 2	WWER	Russie	950	1983	Elevé	2010
Slovaquie	Mochovce 3	WWER	Russie	405	1983	40	
Slovaquie	Mochovce 4	WWER	Russie	405	1983	30	
Ukraine	Khmelnitsky 3	WWER	Russie	950	1986	30	2015
Ukraine	Khmelnitsky 4	WWER	Russie	950	1987	15	2016
USA	Watts Bar 2	REP	W'house	1.165	1972	70	2012
<b>TOTAL</b>				<b>14.403</b>			

Sources : PRIS Data Base, <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>  
*Nuclear News*, liste des centrales nucléaires dans le monde

Notes : Le travail de construction est arrêté sur les réacteurs marqués d'une \*

**Tableau 4 – Commandes de centrales nucléaires dont la construction n'avait pas débuté au 1<sup>er</sup> janvier 2010**

Pays	Site	Technologie	Vendeur	Puissance nette MW	Date de la commande
Chine	Taishan 2	EPR	Areva	1.700	2008
EAU	Inconnu	AP-1.400	Corée du Sud	4 x 1.400	2009

Source : Rapports divers dans la presse

## 2. Les principaux déterminants de l'économie nucléaire

Dans le coût de l'électricité produite par une centrale nucléaire, plusieurs déterminants sont pris en compte (*tableau 5*), dont certains paraissent évidents et d'autres moins. Areva NP, le vendeur français de centrales nucléaires estime <sup>6</sup> que 70% du coût d'un kWh d'électricité nucléaire est déterminé par les coûts «fixes» de construction, 20% par les coûts «fixes» d'exploitation et les 10% restants par les coûts d'exploitation «variables». Les coûts de construction fixes les

plus importants sont ceux liés au paiement des intérêts sur les prêts et le remboursement du capital, y compris aussi le coût de démantèlement. Le coût du kWh est également déterminé par la fiabilité de la centrale: au plus elle sera fiable, au plus elle produira d'unités de puissance sur lesquelles pourront se répercuter les coûts fixes. Les coûts de fonctionnement principaux sont les coûts d'exploitation, de maintenance et de réparation plus que ceux liés au combustible.

**Tableau 5 – L'économie nucléaire – éléments de coût (à partir d'Areva NP)**

Part	Description
70%	Coûts fixes pour la construction : intérêt sur les prêts/remboursement du capital
20%	Coûts exploitation fixes (coût/kWh) : liés à la fiabilité de la centrale (par ex. facteur de charge)
10%	Coûts d'exploitation variables : exploitation, maintenance, réparation, combustible
Non inclus	Démantèlement, traitement et gestion des déchets, risque d'accident, de dégât environnemental et humain

<sup>6</sup> [http://www.aveva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%252Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1246874807296&filename=Overview\\_June\\_2009%252C0.pdf](http://www.aveva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%252Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1246874807296&filename=Overview_June_2009%252C0.pdf)

Avant d'examiner ces coûts dans le détail, il est important de noter la grande disparité entre les intérêts financiers et ceux de la société en général. Des coûts encourus pour un futur lointain, même démesurés, n'ont que peu de poids dans les décisions commerciales parce qu'ils sont «bradés» (*appendice 3*). En clair, les coûts liés au traitement des déchets et les coûts de démantèlement, estimations qui restent difficiles à soutenir, présentent peu d'intérêt pour les compagnies commerciales. D'un point de vue moral, la génération actuelle devrait réfléchir à deux fois avant de léguer à la génération future, la tâche de gérer un héritage si incertain, si onéreux et potentiellement dangereux, sans lui donner aucune garantie que les fonds nécessaires

*Les coûts liés au traitement des déchets et les coûts de démantèlement, estimations qui restent difficiles à soutenir, présentent peu d'intérêt pour les compagnies commerciales.*

à cette tâche existent, et encore moins celle d'en assumer le risque physique. De la même façon, le risque d'accident ne joue aucun rôle dans la prise de décision des compagnies puisque les traités internationaux en ont transféré la charge sur les contribuables.

## 2.1. Le coût de la construction et le délai

Bien que d'autres paramètres, comme le coût du capital et la fiabilité de la centrale, aient la même importance dans le coût général du kWh d'électricité, celui de la construction reste le plus débattu. Pour que la comparaison soit possible, les services publics font référence au coût «instantané» qui, comme celui de la centrale, inclut le coût de la première charge de combustible mais pas l'intérêt sur les emprunts encourus durant la construction de la centrale, appelé en général Intérêt durant la construction (IDC). Et pour la comparaison entre les réacteurs de différentes capacités de production, les coûts réfèrent au coût par kW installé. Ainsi, le coût au kWh d'une centrale nucléaire de 2,4 milliards de dollars avec un taux de production de 1.200 MW, sera évalué à 2.000\$/ kW. D'autres facteurs expliquent la

raison d'une telle controverse sur les estimations du coût de construction.

### 2.1.1. La non fiabilité des données

Beaucoup d'estimations de coûts de construction de référence devraient être traitées avec scepticisme. La façon la plus sûre d'évaluer les coûts futurs est, en général, de se baser sur les coûts précédents<sup>7</sup>. Néanmoins, les entreprises productrices d'électricité n'ont pas l'obligation de publier les coûts de construction dûment vérifiés et sont peu incitées à présenter leurs résultats autrement que sous un jour favorable. Les électriciens américains, par contre, sont contraints par la réglementation économique (qui n'autorise la répercussion sur les consommateurs que des coûts dûment vérifiés) de publier les coûts de construction certifiés de leurs centrales. Les coûts américains des années précédentes sont donc fiables. Le coût de la centrale Sizewell B en Grande-Bretagne est lui aussi relativement détaillé compte tenu qu'en dehors de la construction, peu d'activités permettaient d'en «camoufler» les coûts.

La meilleure option est celle des prix indiqués dans les appels d'offre. Quoique le coût réel d'une centrale nucléaire soit généralement plus élevé (souvent de manière significative) que le prix contractuel, le vendeur devrait au moins fixer le prix de la commande. Dans le cas d'une commande «clés en main» - à savoir, une commande pour un prix forfaitaire dont le client ne paie que le prix contractuel quels que soient les coûts réels - le vendeur a une motivation particulière à ce que le prix de l'offre soit le plus exact possible.

Les termes d'un contrat «clés en main» ne sont acceptables pour le fournisseur que s'ils lui donnent la garantie de pouvoir contrôler tous les coûts liés à la construction. La généra-

7 Les estimations de coûts futurs ont invariablement été trop optimistes, basées sur des projections d'expérience, d'échelle et d'effets innovants incorrectes, et qui n'étaient pas reflétées dans les coûts.

tion actuelle des centrales à caloporteur gaz, les turbines à cycle combiné de gaz (CCGT) sont souvent vendues «clés en main» pour la raison qu'elles sont en grande partie construites dans des usines contrôlées par le vendeur et requièrent peu de travail sur le site même. Au milieu des années 60, les quatre principaux vendeurs américains qui avaient totalisé une vente de 12 centrales «clés en main» ont perdu de grosses sommes d'argent en raison de leur incapacité à en contrôler les coûts. Depuis lors il y a peu de chance qu'un vendeur prenne le risque de proposer une centrale complète «clés en main».

Notons que des articles d'équipement peuvent être fournis «clés en main», mais de manière générale n'importe quel prix donné pour une centrale nucléaire notifiée «clés en main» doit être considéré avec scepticisme. La commande d'Olkiluoto, dont le gestionnaire de construction est Areva, est généralement considérée comme «clés en main». Mais, comme on le voit dans le § 3.1, Areva est en conflit avec le client, Teollisuuden Voima Oyj (TVO), sur les termes du contrat concernant la répartition de la responsabilité des dépassements entre les parties. Notons également que certains vendeurs utilisent le terme «clés en main» de manière plutôt vague et que ce terme signifie simplement parfois que le contrat couvre la totalité de la centrale.

Les prix indicatifs donnés par les fournisseurs doivent être traités avec soin. GE-Hitachi (GEH) a reconnu que certains d'entre eux n'avaient pas été assez prudents avec leurs prix indicatifs et que donner des prix trop optimistes était devenu contre-productif. Le PDG de GEH, Jack Fuller, a déclaré : «Quand des projets de construction de réacteur coûtent plus chers que prévus, cela ébranle la confiance du public dans l'industrie»<sup>8</sup>.

Les prix cités par ceux ayant des intérêts dans la technologie mais n'ayant aucune influence

sur les prix – les organismes industriels tels que la World Nuclear Association et les organismes nationaux équivalents – doivent eux aussi être examinés avec prudence. Il en est de même des prix indiqués par les agences internationales, telle que l'Agence de l'Énergie Nucléaire, en particulier quand il s'agit de prix indicatifs et non de coûts réels. En général ces coûts sont fournis par les gouvernements nationaux, lesquels peuvent avoir leurs propres raisons de présenter le nucléaire sous un jour favorable et ne tirent pas leurs chiffres de l'expérience réelle.

Les projections de coûts de construction se sont, de manière notoire, avérées inexactes, la plupart du temps sérieusement sous estimées par rapport aux coûts réels. Contrairement à l'expérience liée à la plupart des technologies – où ce qu'on appelle l'apprentissage, les économies d'échelle et le progrès technique ont conduit à des réductions du coût réel sur les générations successives – les coûts réels de construction n'ont pas diminué et ont tendance à augmenter avec le temps. Il existe aussi, entre les pays, une variabilité des prix en fonction des coûts de la main-d'œuvre locale et celui des matières premières telles que l'acier et le béton.

### 2.1.2. Les difficultés liées à la prévision

Un certain nombre de facteurs rendent les estimations de coûts de construction difficiles. D'abord, le fait qu'aujourd'hui toutes les centrales nucléaires proposées exigent un travail technique important sur le site, dont le coût peut atteindre 60% du coût total de construction – des pièces d'équipement majeures telles que les générateurs de turbine, les générateurs de vapeur, et la cuve du réacteur ne rentrant que pour une petite part dans le coût total<sup>9</sup>. Les grands projets, ceux qui impliquent des quantités considérables de travail technique sur le site, sont connus pour être difficiles à gérer et

8 *Nucleonics Week*, du 17 Septembre 2009. «GEH: Cost Estimates Did Industry a "Disservice"».

9 Suite à la difficulté de contrôler des prix de construction, la Banque mondiale a décidé de ne plus octroyer de prêts pour les projets nucléaires. Voir Le document technique 154 de la Banque mondiale : *Environmental Assessment Sourcebook: Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects, Volume III*, (Washington, DC: World Bank, 1991).

à contrôler en termes de coûts. En Grande-Bretagne par exemple, les coûts du Tunnel sous la Manche ont largement dépassé les prévisions. Il est prévu que certains des modèles de la Génération IV soient en grande partie construits en usine où les coûts sont plus facilement contrôlables.

Deuxièmement, d'autres facteurs spécifiques liés au site peuvent induire une différence significative dans les coûts, par exemple la méthode de refroidissement. Jack Fuller, le PDG de GEH expliquait que le problème avec de telles estimations [génériques] est qu'elles ne faisaient pas apparaître clairement «ce que le chiffre représentait [...] Est-ce qu'il comprend le combustible ? La centrale à l'eau salée ou à l'eau claire ?» Dany Roderick, le vice-président de GEH, en charge des projets nucléaires, déclarait que : «GEH avait connu des variations de coûts de 1 milliard de dollars selon que la centrale était refroidie à l'eau salée ou l'eau claire»<sup>10</sup>.

Enfin, les coûts augmentent quand des changements de concept sont nécessaires, par exemple quand le concept d'origine s'avère insuffisant, ou quand l'Autorité de Sécurité exige des changements du concept ou que celui-ci n'a pas été complètement défini avant la construction. Pour répondre à ces problèmes, les constructeurs tendent à présent d'obtenir l'intégralité de l'approbation réglementaire, comme le Permis américain de Construction et d'Exploitation (COL), avant le début de la construction, et exigent que les concepts soient définis le plus raisonnablement possible avant celle-ci. Dans la pratique, les vendeurs prétendent souvent que leurs concepts sont finalisés, comme dans le cas de la centrale d'Olkiluoto en Finlande (voir § 3.1). Cependant, en 2009, après quatre années de construction, il est clair que le concept est loin d'être achevé. Les risques posés par des changements apportés au concept ne peuvent être entièrement éliminés. Ceci est particulièrement vrai pour les concepts innovants dont le processus de construction peut faire surgir des problèmes imprévus ou parce que l'Autorité de contrôle ne pourra agréer

la façon dont certaines parties du concept ont été finalisées. En 2009 encore, pour la centrale d'Olkiluoto, le régulateur avait de sérieuses préoccupations sur l'adéquation entre le système de contrôle et celui des instrumentations. Sans modifications importantes, l'autorité de contrôle n'était pas prête à accorder la certification (voir § 3.1).

Des expériences avec des réacteurs en service peuvent également entraîner des changements dans le concept après le début de la construction. Un accident nucléaire majeur, par exemple, impliquerait forcément la révision de toutes les centrales en construction (ainsi que celles en exploitation) et les leçons à en tirer ne pourraient être ignorées sous le seul prétexte que la licence du concept aurait déjà été accordée.

### 2.1.3. L'apprentissage, les économies d'échelle et le progrès technique

Dans la plupart des technologies, subsiste l'espoir que grâce à l'apprentissage, les économies d'échelle et le progrès technique, les concepts des générations successives seront meilleurs et moins chers que leurs prédécesseurs. Jusqu'à quel point la technologie nucléaire a-t-elle évolué avec le temps reste un sujet de controverse, contrairement à la certitude que les prix eux, n'ont pas baissé. Les raisons de cette réalité sont complexes et pas toujours bien comprises, mais les facteurs les plus cités sont la multiplication des exigences réglementaires (non pas tant celle du nombre des critères mais des moyens à trouver pour y répondre) et des mesures de réduction de coût peu judicieuses sur les réacteurs de première génération.

Face à la pénurie de commandes de réacteurs des générations actuelles, en particulier ceux dont les coûts sont dûment établis, il est difficile de savoir si les coûts se sont déjà stabilisés, et encore moins s'ils ont commencé à baisser. Cependant, «l'apprentissage» – en d'autres mots, l'amélioration de la performance à travers la

10 *Nucleonics Week*, «GEH: Cost Estimates».

répétition – et les économies d'échelle sont des processus à double sens. Dans les années 1970, les principaux vendeurs de réacteurs enregistraient jusqu'à 10 commandes annuelles. Ce qui leur a permis de mettre sur pied des lignes de production performantes pour la fabrication des composants clés ainsi que des équipes de concepteurs spécialisés et d'ingénieurs. Quelle réduction de coûts ces économies de nombre ont-elles pu engendrer est difficile à estimer. Un rapport publié en 2000 par L'Agence pour l'Energie Nucléaire, suggère que l'attente, à priori légitime, d'économies importantes sur le nombre, n'est pas justifiée. Ce rapport dit <sup>11</sup> :

*La commande couplée de deux unités à construire dans un intervalle d'au moins 12 mois entraînera un bénéfice approximatif de 15% sur la seconde. Si la deuxième est identique, le bénéfice pour celle-ci est d'environ 20%. La commande de tranches additionnelles dans la même filière ne produira pas d'économies plus significatives. Au-delà de deux tranches de concept identique, l'effet de standardisation s'avère très négligeable.*

Quand en 2002, «L'Unité Performance et Innovation britannique (PIU)» du Bureau du Cabinet, examine l'économie de l'énergie nucléaire, elle le fait avec des estimations de coûts fournies par British Energy (le propriétaire) et BNFL (le vendeur) basées sur «l'apprentissage substantiel et les effets d'échelle d'un programme standardisé». La PIU restait sceptique quant à l'ampleur de l'apprentissage, reconnaissant qu'il serait probablement réel mais que son impact pourrait être limité. Elle notifiea <sup>12</sup> :

*Le rythme et l'ampleur de l'apprentissage peuvent cependant être plus lents pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables, parce que:*

— *les délais de livraison assez longs pour le nucléaire, impliquent que le retour d'expérience d'exploitation est plus lent ;*

— *le renouvellement de licence des concepts nucléaires retarde davantage l'introduction de modifications de concepts ; et*

— *la possibilité d'économies dans la fabrication de pièces détachées à grande échelle est plus réduite dans le nucléaire, parce que les séries de production y sont beaucoup plus courtes que dans le renouvelable, où des centaines voire des milliers d'unités peuvent être installées.*

Ces vingt dernières années, les principaux vendeurs n'ont reçu que quelques commandes, leurs propres lignes de production ont fermé et les équipes de spécialistes réduites. Westinghouse n'avait reçu qu'une commande avant celle de la Chine en 2008 pour quatre unités. Et pour le vendeur français Areva, la commande de la Finlande, était la première depuis à peu près 15 ans. À l'avenir, une grande partie des pièces détachées devraient être sous-contractées à des compagnies spécialisées et fabriquées, hors série, à un coût sans doute plus élevé, dans des pays comme le Japon et dans le futur, la Chine<sup>13</sup>. Le manque d'entreprises de fabrication de pièces détachées est connu aujourd'hui. Fin 2009, la *Japan Steel Works* était la seule au monde, à pouvoir distribuer en grand nombre les pièces forgées pour les cuves de certains réacteurs à pression. Les manques de connaissances techniques aussi deviennent plus aigus. Un rapport du Ministère allemand de l'environnement affirme<sup>14</sup>.

*Le manque de connaissances nucléaires et de compétences est un problème clairement établi et reconnu internationalement. De nombreuses initiatives ont été lancées à l'échelle nationale et internationale pour renverser la tendance. Pourtant les résultats pour toutes les parties prenantes, restent apparemment bien en deçà*

11 L'Agence pour l'Energie Nucléaire, *Réduction des coûts du capital des centrales nucléaires* (Paris: OCDE, 2000), p. 90.

12 Unité Performance et Innovation (PIU), *The Energy Review*, Bureau du Cabinet (Londres: 2002), p. 195, <http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf>

13 Si l'EPR de Flamanville est commandé par exemple, le pressuriseur sera sans doute fabriqué au Japon.

14 Schneider, S. Thomas, A. Froggatt, et D. Koplou, *World Nuclear Industry Status Report 2009*, Ministère fédéral allemand de l'environnement, *Nature Conservation and Reactor Safety* (2009), [http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/welt\\_statusbericht\\_atomindustrie\\_0908\\_en\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/welt_statusbericht_atomindustrie_0908_en_bf.pdf)

*des niveaux d'emplois nécessaires. Le nombre de diplômés et de techniciens en nucléaire est insuffisant et beaucoup de diplômés ne viennent pas au secteur nucléaire ou le quittent trop vite. L'industrie nucléaire étant entrée en compétition, dans ce marché de l'environnement féroce, avec beaucoup d'autres secteurs qui manquent de scientifiques, d'ingénieurs et de techniciens, la formation en entreprise ne résout que partiellement le problème.*

#### 2.1.4. Le temps de construction

Une prolongation du délai de construction prévu n'affectera pas directement les coûts de construction. Elle risque cependant d'entraîner une hausse des Intérêts durant la construction (IDC) et est souvent le symptôme de problèmes ayant surgi dans les phases précédentes, liés au concept, à la gestion du site ou aux difficultés d'acquisition qui eux se traduiront par une hausse des coûts de construction. Néanmoins, s'il s'agit d'un opérateur de petite taille pour lequel la nouvelle centrale représente une possibilité d'augmentation importante de capacité – l'impact pourrait être sérieux, spécialement si des engagements de production sont déjà pris.

La mise en exploitation de la centrale d'Olkiluoto à la signature des contrats était prévue pour mai 2009. À cette date pourtant, il manquait encore presque quatre ans pour qu'elle soit achevée. Sa production a déjà fait l'objet d'un contrat avec l'industrie finnoise intensive en énergie. L'entreprise d'électricité, devra donc acheter de «l'énergie de remplacement» pour fournir à ses clients la quantité d'électricité qu'ils avaient commandée sur le marché de gros de l'électricité Nordique jusqu'à ce que la centrale soit achevée, et ce quel que soit le coût prévalant sur le marché Nordique. Si l'équilibre entre l'offre et la demande est serré, par exemple si un hiver sec restreint la quantité disponible d'hydroélectricité, ce coût pourrait être beaucoup plus élevé que le prix de vente contractuel de la production d'Olkiluoto.

Le calendrier général – le temps entre la décision de construire la centrale et son lance-

ment commercial (à savoir, après la réalisation du premier test et la remise de l'autorisation d'exploitation par le vendeur au propriétaire) – est généralement plus long que le temps de construction. Par exemple, la décision de construire la centrale nucléaire Sizewell B en Angleterre a été prise en 1979 mais sa construction n'a réellement débuté qu'en 1987 (des retards dus non seulement à une enquête publique mais aussi à des problèmes liés à la finalisation de la conception). La mise en exploitation de la centrale a eu lieu en 1995, un délai d'exécution de 16 ans. Le coût de la phase de pré-construction est généralement peu élevé comparé à celui de la construction, à moins qu'il s'agisse d'un réacteur «tête de série» dont l'homologation et la certification de sûreté pourraient s'avérer coûteuses. Pour un producteur d'électricité, dans un environnement très compétitif, un tel délai et le risque qu'il comporte – un retard éventuel dans la planification des enquêtes ou une escalade des coûts liée aux exigences de réglementation – reste néanmoins un facteur très dissuasif quant au choix du nucléaire.

## 2.2. Le coût du capital

Un autre élément du coût de construction (voir *appendice 2*) est le coût du capital. Généralement les grands projets se financent grâce à une combinaison de créance (emprunts bancaires) et de capital (financement à partir des revenus propres). En ce qui concerne la créance, le coût du capital dépendra du taux d'intérêt «sans risque» en cours, par exemple le taux payé par les bonds du trésor augmenté d'un facteur de risque reflétant celui inhérent au projet, plus les frais et la marge bancaires.

En ce qui concerne les fonds propres, il est bien connu que seules les compagnies bénéficiant de ressources substantielles sont à même de réaliser des investissements à partir de leurs revenus et ont donc un besoin réduit de recourir à l'emprunt. Cependant, en finançant essentiellement les investissements par ses fonds propres, la compagnie demande aux actionnaires le report à plus tard du paiement des

dividendes. Cet argent est alors investi dans un projet et, à long terme, redistribué aux actionnaires comme des profits liés au projet. Pour compenser ce retard auprès des actionnaires, la compagnie doit s'acquitter des intérêts qu'ils auraient perçus si les sommes leurs avaient été payées comme prévu et engagées dans des investissements à faible risque, plus un bonus reflétant celui encouru grâce à leur argent (le projet pourrait ne pas rapporter le bénéfice escompté). Le coût du capital est donc généralement plus élevé que celui de la créance.

Si les banques sont réticentes au prêt, il y a des chances que remplacer l'emprunt par les fonds propres ne soit pas une option. Cela reviendrait pour la compagnie à demander un emprunt à ses actionnaires pour un projet que la banque refuse de considérer. Ceux-ci pourraient par la suite s'opposer à des projets de grande envergure quand leur financement repose en grande partie sur les fonds propres. De même, les banques pourraient recevoir avec méfiance les demandes de crédit des compagnies ne prenant pas de risque avec leurs fonds propres. Le fait qu'aux États-Unis, au moment du lancement du programme 2010 de l'énergie nucléaire, on s'attendait à ce que les projets soient financés à part égale par l'emprunt et le capital, est assez révélateur. En 2008, il était clair que les compagnies cherchaient autant que possible à couvrir le coût d'un projet par l'emprunt – avalisé par des garanties d'emprunt fédérales. Les banques ont également clairement notifié qu'elles étaient favorables aux emprunts si ceux-ci étaient garantis «tous risques». Comme on le voit dans le chapitre 5, six des plus grandes banques d'investissement de Wall Street ont informé le Ministère de l'Énergie américain (USDOE) qu'elles étaient réticentes à augmenter les prêts en faveur du

nucléaire, à moins que les contribuables n'endossent la totalité des risques<sup>15</sup>.

Le coût réel (hors inflation) du capital varie d'un pays à l'autre et d'une compagnie d'électricité à l'autre, selon les risques pays et la cote de crédit de la compagnie. La façon dont le secteur de l'électricité est organisé a aussi un impact immense. Dans le cas d'un monopole contrôlé, le coût réel du capital pourrait être faible, de l'ordre de 5 à 8 %, alors que dans un marché de l'électricité concurrentiel, il atteindra vraisemblablement au moins 15%. Ainsi en Floride et en Géorgie, par exemple, où le régulateur autorise les compagnies d'électricité à couvrir le coût de la nouvelle centrale nucléaire par des prix réglementés de l'électricité, avant même que la construction ne commence, celles-ci dépendent moins des

*Dans un marché de l'électricité concurrentiel, le risque d'investissement incomberait à l'entreprise productrice et non aux consommateurs, et le coût du capital reflèterait ce risque.*

garanties d'emprunts. La Commission publique de Géorgie a accédé à la requête de Georgia Power (45,7 % du projet Vogtle) de recouvrement de sa participation au projet nucléaire 2234-MW, d'un montant de 6,4 milliards de dollars

US à travers le mécanisme «travaux de construction en cours», à partir de 2011<sup>16</sup>. L'assurance de recouvrement des coûts signifie que les propriétaires ont certifié qu'ils procèderaient à la construction, même sans garanties d'emprunt. Ils ont également réduit l'estimation du coût de la participation de Georgia Power, y compris le financement à 4,529 milliards de dollars US<sup>17</sup>.

Compte tenu que le coût d'utilisation du capital rentre comme l'élément le plus important dans le coût de l'électricité nucléaire, il est clair que doubler ou plus le taux de rendement (le retour sur investissement) portera sérieusement atteinte à l'économie de l'énergie nucléaire. Il n'existe pas de «bonne réponse» à la question de savoir quel coût de capital appli-

15 Commentaires des investisseurs en réponse à la notification de réglementation proposée par l'US DOE, le 2 juillet 2007.

16 Platts Global Power Report, *Georgia PSC Approves Two Nuclear Reactors by Georgia Power, and a Biomass Conversion*, 19 mars 2009.

17 Le *Nucleonics Week* du 11 novembre 2009, «Georgia Power Lowers Estimate for New Vogtle Units».

quer. Quand l'industrie de l'électricité était un monopole, les entreprises étaient assurées du recouvrement intégral des coûts. En d'autres termes quelles que soient les sommes dépensées, elles les recouvraient auprès des consommateurs. Tout investissement effectué l'était, de ce fait, à un taux de risque très faible. Le coût du capital variait selon le pays et selon que l'entreprise était de propriété publique ou privée. Les entreprises publiques comme Vattenfall, l'installation suédoise, ont une cote de crédit élevée et donc un coût du capital plus faible que les entreprises détenues en tout ou en partie par des actionnaires privés, comme les deux principales installations allemandes, E.ON et RWE. La pression de l'actionnariat était aussi moindre dans les entreprises publiques que privées, et l'usage des fonds propres plus facile.

Le coût réel du capital – à savoir le taux d'intérêt annuel de l'emprunt, net d'inflation – pour un pays développé se situait en général entre 5 et 8 %. Dans un marché de l'électricité concurrentiel, le risque d'investissement incomberait à l'entreprise productrice et non aux consommateurs, et le coût du capital reflèterait ce risque. En 2002 en Grande-Bretagne par exemple, environ 40% de la capacité de production appartenait à des compagnies en difficultés financières (environ la moitié de cette capacité était nucléaire) et plusieurs banques et compagnies ont perdu des milliards de livres d'investissements dans des centrales électriques qu'elles avaient construites ou financées. Dans de telles circonstances, un coût du capital réel supérieur à 15% se justifie complètement. En réduisant les risques – par des garanties gouvernementales sur la demande et le prix, par exemple – le coût du capital serait moindre. Mais il n'est pas sûr que de telles garanties, considérées comme subvention publique (aide de l'état), soient recevables dans le cadre législatif de l'Union Européenne.

### 2.3. Le rendement opérationnel

Dans une technologie à forte intensité capitalistique comme le nucléaire, l'utilisation intensive devient nécessaire, afin de répartir des coûts fixes très élevés (remboursement du capital, paiement de l'intérêt et du démantèlement) entre autant d'unités vendables que possible. Les centrales nucléaires n'étant physiquement pas flexibles, il ne serait pas judicieux de démarrer et fermer la centrale ou d'en modifier la production plus que nécessaire. L'exploitation des centrales nucléaires est donc généralement déterminée à partir d'«une charge de base», sauf dans certains pays (comme la France) où la capacité nucléaire occupe une part si élevée de la capacité globale de production que cela n'est pas possible. Le meilleur moyen de mesurer la fiabilité de la centrale et sa productivité en termes de débit commercialisable est le «facteur de charge» («facteur de capacité» en langage américain). Le facteur de charge, comme la production, est calculé sur une période de temps donnée, exprimé en pourcentage de la production qu'aurait connue la centrale si elle avait fonctionné sans interruption, au plein rendement de son concept pendant la période concernée<sup>18</sup>. En général les facteurs de charge se calculent sur une base annuelle ou sur la durée de vie. Contrairement au coût de construction, le facteur de charge peut être mesuré de manière précise et sans équivoque et des classements sont régulièrement publiés par des revues spécialisées comme *Nucleonics Week* et *Nuclear Engineering International* ainsi que par l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA). Les raisons invoquées pour les fermetures ou les réductions des niveaux de production d'énergie peuvent porter à controverse, il reste que du point de vue économique, le fait qu'un rendement prévu ne soit pas atteint est moins important que la raison pour laquelle il ne l'est pas.

Le *tableau 6* montre les facteurs de charge des centrales nucléaires allemandes pour l'année

18 À noter que quand les réacteurs sont déclassés, certaines organisations (p.ex, l'AIEA) indiquent le facteur de charge sur le niveau de la production autorisée plutôt que celui de la conception. Même si cette façon de faire donne une information utile sur la fiabilité de la centrale, à des fins d'analyse économique, il vaudrait mieux utiliser le taux de la conception, celui que l'acheteur a voulu acquérir.

2008 et sur la durée de vie. Il met en évidence un grand taux de fiabilité pour trois centrales avec un facteur de charge sur la durée de vie de plus de 90%, en même temps que trois unités avec un facteur de charge sur la durée vie de moins de 70%.

Comme pour les coûts de construction, les facteurs de charge des centrales en exploitation ont été plus faibles que prévus. L'argument des vendeurs et des promoteurs de la technologie à l'époque était que les centrales nucléaires sont extrêmement fiables, avec comme seules interruptions de service celles liées à l'entretien et au ravitaillement en combustible (certains concepts comme l'AGR et Candu sont ravitaillés en permanence et ne sont fermés que pour l'entretien), donnant ainsi des facteurs de charge de 85 à 95%. Et pourtant la performance était faible avec autour de 1980, un facteur de

charge moyen pour toutes les centrales dans le monde d'environ 60%. Pour comprendre ce que cela veut dire pour l'économie nucléaire, imaginons que les coûts fixes représentent 2/3 du coût total de l'énergie, avec un facteur de charge de 60%, ce coût augmenterait de 30%. Et comme les facteurs de charge faibles ont pour cause des défaillances d'équipement, il en résulte un coût additionnel de maintenance et de réparation qui ne fera qu'accroître le coût unitaire de l'électricité. Dans un marché concurrentiel, un opérateur incapable de remplir ses engagements d'approvisionnement, sera amené à acheter de l'électricité de «remplacement» pour fournir son client, et ce à des prix éventuellement très élevés. Depuis la fin des années 80, l'industrie nucléaire a néanmoins accompli des efforts considérables en vue d'améliorer ses rendements. Les facteurs de charge atteignent aujourd'hui plus

**Tableau 6 – Rendement opérationnel des centrales nucléaires allemandes**

Centrale	Exploitation commerciale	Facteur de charge 2008 (%)	Facteur de charge sur durée de vie fin 2008 (%)
Biblis A	2/1975	82,6	65,2
Biblis B	1/1977	95,2	67,7
Brokdorf	12/1986	92,4	88,5
Brunsbüttel	2/1977	0,0	53,7
Emsland	6/1988	93,3	93,3
Grafenrheinfeld	6/1982	87,2	86,2
Grohnde	2/1985	88,3	90,6
Gundremmingen B	7/1984	85,7	82,6
Gundremmingen C	1/1985	87,7	80,4
Isar 1	3/1979	98,3	79,3
Isar 2	4/1988	93,2	89,6
Krümmel	3/1984	0,0	71,6
Neckarwestheim 1	12/1976	54,9	79,5
Neckarwestheim 2	4/1989	93,0	92,7
Philippsburg 1	3/1980	78,4	79,0
Philippsburg 2	4/1985	88,7	88,2
Unterweser	9/1979	78,7	79,6

Source : IAEA, <http://www.iaea.or.at/programmes/a2/>

Note : Les centrales Krümmel et Brunsbüttel étaient fermées toute l'année 2008

de 80% en moyenne dans le monde entier, et celle des États-Unis est par exemple aujourd'hui de presque 90%, comparativement à moins de 60% en 1980, et malgré que le facteur de charge moyen sur la durée de vie des centrales nucléaires américaines soit seulement de 70%.

Seuls 7 des 414 réacteurs en service depuis une année au moins, affichant des résultats de plein rendement, ont un facteur de charge sur la durée de vie supérieur à 90%, et seule la centaine des meilleures centrales, un de plus de 80%. Il est intéressant de noter que 13 des meilleures centrales sont localisées dans seulement trois pays : 6 en Corée du Sud, 5 en Allemagne et deux en Finlande. Des concepts innovants peuvent surpasser la fiabilité de 2% des meilleurs réacteurs, ou également souffrir de «problèmes de mise en route» comme les générations précédentes. L'expérience française avec le modèle N14 à la fin des années 1980 reste particulièrement amère. À noter que dans une analyse économique, la productivité de la première année d'exploitation – quand les problèmes de mise en route sont susceptibles d'apparaître – aura plus de poids que celle des années suivantes en raison du processus d'actualisation. La productivité peut baisser les années suivantes, parce que l'équipement s'use et doit être remplacé et que des améliorations du concept sont nécessaires pour maintenir la centrale en conformité avec les normes de sûreté en cours. Le processus d'actualisation fait que cette baisse de productivité ne pèsera sans doute pas beaucoup dans l'analyse économique. De façon générale, une fiabilité de 90%, ou plus, est difficile à justifier, sur base des expériences passées.

#### 2.4. Les coûts d'exploitation et de maintenance hors combustible

Beaucoup voient les centrales nucléaires essentiellement comme des machines automatiques nécessitant seulement du combustible et fonctionnant à coûts réduits. Les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) hors combustible, ne sont donc pas prédominants

dans les études sur l'économie nucléaire. Comme on le verra dans le paragraphe ci-dessous, le coût du combustible est assez faible et jusqu'à maintenant prévisible. Néanmoins, le postulat s'avère erroné quand à la fin des années 1980 et au début des années 1990, un petit nombre de centrales nucléaires sont mises à l'arrêt parce que leurs coûts d'exploitation (à l'exception du remboursement des frais fixes) s'avèrent plus élevés que les coûts conjoints de construction et d'exploitation d'une centrale de remplacement alimentée en gaz. Il est apparu que les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) hors combustible excédaient en moyenne les 22\$/MWh, pendant que les coûts de combustibles atteignaient plus de 12\$/MWh<sup>19</sup>. Après des efforts considérables, au milieu des années 1990, la moyenne des coûts O&M hors combustible est tombée à 12,5\$/MWh environ et les coûts de combustible à 4,5\$/MWh. Il est important de noter néanmoins que ces réductions sont principalement le fruit de l'amélioration de la fiabilité des centrales que celui d'une baisse réelle des coûts. La plupart des coûts O&M (frais de personnel et maintenance) sont en grande partie fixes et varient très peu selon le niveau de production de la centrale. Ainsi, plus la production d'électricité est élevée, plus les coûts d'O&M par MWh baissent. Aux États-Unis, la menace d'une fermeture anticipée sur des bases économiques a globalement disparu aujourd'hui.

Il vaut la peine de souligner que British Energy a fait faillite en 2002 parce que les revenus de ses huit centrales reçues à sa création en 1996, couvraient à peine les coûts d'exploitation. Et qu'elle était due en partie au coût élevé des combustibles, et spécialement celui du traitement du combustible usé – une opération seulement effectuée aujourd'hui en Angleterre et en France (voir ci-dessous). Pour British Energy, les coûts moyens d'O&M pour les huit centrales, y compris le combustible, ont varié de 1,65 à 2,0 p/kWh de 1997 à 2004. Dans les années suivantes, les coûts d'exploitation ont augmenté. En 2007/2008, la dernière année complète dont les données ont été publiées, le coût était de 3p/kWh et dans les

19 Pour les statistiques sur les coûts d'O&M, voir: <http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95>

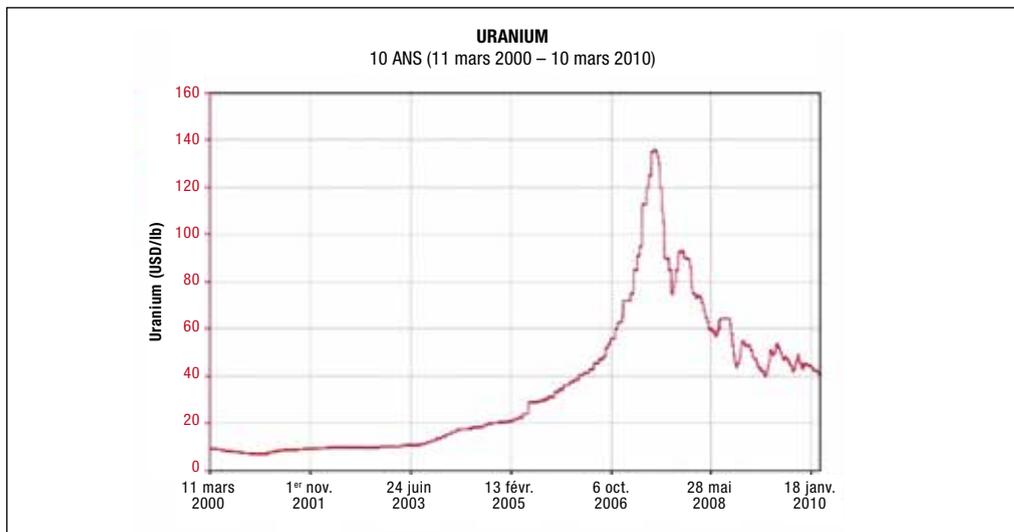
six premiers mois de 2008/2009, il était monté à 4,13p/kWh (la société a été rachetée par le groupe français EDF, et les montants des coûts d'exploitation ne sont pas publiés).

### 2.5. Le coût du combustible

Le coût du combustible, environ 5% du coût total de l'électricité, comprend le coût d'extraction de l'uranium, son «enrichissement» (augmentation du pourcentage des isotopes d'uranium utiles), sa transformation en combustible, sa conservation après usage, et son stockage en dépôt sécurisé, où il doit rester isolé de l'environnement pendant plusieurs centaines de milliers d'années. Les coûts autres que l'achat de combustible, ne sont pas abordés ici. Les prix du combustible ont chuté au milieu des années 1970 quand le prix de l'uranium était bas (autour de 12\$/lb de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) jusque vers 2000, pour grimper ensuite jusqu'à environ 150\$/lb (tableau 7).

Suite à cela, les prix au comptant tombent fin 2009 en dessous de 50\$/lb. Ces prix peuvent nous induire en erreur parce que le marché au comptant est très «étroit» et que seule une petite proportion d'uranium y est achetée et vendue, la majorité l'étant à travers des contrats bilatéraux à long terme. Les coûts de combustible moyens américains, autour de 0,25p/kWh, sont sans doute artificiellement faibles parce que le gouvernement américain assume la responsabilité de stockage du combustible utilisé en échange d'un prix forfaitaire de 1\$/MWh (0,06p/kWh). Ce prix arbitraire a été fixé il y a plus de 20 ans et n'est basé sur aucune expérience réelle - il n'existe pas d'installation de stockage au États-Unis ni ailleurs - et tout le combustible utilisé américain est stocké temporairement en attendant la construction d'un dépôt prévu dans la Yucca Mountain. Les véritables coûts de ce dépôt seront probablement plus élevés.

Tableau 7 – Le prix de l'uranium



Source : <http://www.infomine.com/investment/charts.aspx?mv=1&f=f&r=10y&c=curanium.xusd.ulb#chart>, 2010-03-11

La question de l'élimination du combustible utilisé est difficile à évaluer. Le recyclage est onéreux et ne résout pas vraiment la question de l'élimination des déchets, à moins que le plutonium produit ne puisse être réutilisé. Le recyclage répartit simplement le combustible en différents

composants et ne réduit pas le degré de radioactivité qu'il faut traiter. Evidemment, le recyclage produit une grande quantité de déchets - de faible et de moyenne activité - aussi parce que l'équipement et le matériel utilisés dans le recyclage se transforment en déchets radioactifs. Il a

été rapporté que le contrat entre British Energy, avant sa faillite, et BNFL valait 300 millions de livres sterling par an, ce qui équivaut à environ 0,5p/kWh. Le nouveau contrat est supposé apporter à British Energy une économie annuelle d'environ 150 à 200 millions de livres, ce qui ne sera possible que grâce au soutien du gouvernement sur les pertes de BNFL. Malgré ce manque d'expérience, les États-Unis semblent néanmoins disposés à examiner la possibilité d'autoriser le recyclage du combustible usé, ce qui n'était plus possible depuis son interdiction par l'administration Carter. Le coût de l'élimination de déchets de haute activité est difficile à évaluer surtout quand il n'existe aucune installation construite ni même en cours de construction et que toute évaluation exige une grande marge d'erreur.

## 2.6. L'estimation de la durée de vie

Une des caractéristiques des centrales de Génération III est que leur durée de vie est d'environ 60 ans, deux fois plus que les précédentes. On pourrait s'attendre à ce que dans une technologie dominée par les coûts fixes, une double durée de vie avec plus d'années de recouvrement réduise le coût unitaire de manière significative. En réalité ce n'est pas le cas. Les prêts commerciaux doivent être remboursés endéans les 10 à 15 ans. Passé ce délai, dans le calcul des flux de trésorerie actualisés (DCF), les coûts et les bénéfices ont peu de poids (*appendice 2*).

Il existe une tendance à rallonger la durée de vie des centrales existantes. Certains REP et REB à la limite de leur durée de vie utile, validée à l'origine à 40 ans, obtiennent une licence des Autorités de sûreté américaines pour un prolongement d'exploitation de vingt ans. Toutefois, il ne faut pas en conclure qu'une fois les coûts de capital remboursés, l'électricité sera bon marché. Une extension de la durée de vie peut entraîner des dépenses importantes de remplacement de l'équipement usé, afin que la centrale

réponde aux normes de sûreté actuelles. Une extension de durée de vie n'est pas toujours possible. Les AGR anglais par exemple, conçus à l'origine pour durer 25 ans, sont supposés fonctionner en fait 40 ans, mais au-delà de cette limite l'extension pourrait se heurter à des problèmes liés à l'érosion et la distorsion des blocs de graphite du modérateur.

## 2.7. Le coût de démantèlement et d'élimination des déchets et les provisions

Ce sont des coûts difficiles à évaluer, à cause du peu d'expérience en démantèlement de centrales commerciales et parce que le coût de l'élimination des déchets (en particulier les déchets intermédiaires ou à vie longue) est incertain (*appendice 3*). Pourtant, même ceux des schémas offrant une garantie de disponibilité de fonds très élevée, ne font pas grande différence au plan de l'économie globale. Par exemple, si le placement de la somme prévue nécessaire (actualisée) au démantèlement, était exigé du propriétaire en début de vie d'une centrale, cela augmenterait les coûts de construction de 10% seulement. Les fonds distincts de British Energy, qui n'ont pas couvert la première phase du démantèlement, avaient requis des contributions de moins de 20 millions de livres sterling par an, ce qui équivaut à un coût de 0,03p/kWh seulement.

Les problèmes surgissent quand le coût est sous-estimé au départ, quand les fonds sont perdus, ou quand l'entreprise fait faillite avant la fin de vie prévue de la centrale. La Grande-Bretagne a expérimenté tous ces problèmes. Les coûts estimatifs de démantèlement ont en réalité augmenté plusieurs fois, ces vingt dernières années. En 1990, au moment de sa privatisation, les provisions de Central Electricity Generating Board (CEGB), réalisées à partir de contributions des consommateurs, n'ont pas été transférées à l'entreprise qui lui succédait, la Nuclear Electric. Comme le décrit Michael

*On pourrait s'attendre à ce que dans une technologie dominée par les coûts fixes, une double durée de vie avec plus d'années de recouvrement réduise le coût unitaire de manière significative. En réalité ce n'est pas le cas.*

Heseltine<sup>20</sup>, la subvention allouée de 1990 à 1996 au «démantèlement des vieilles centrales nucléaires à risques» – a fourni des liquidités au propriétaire de la centrale, et pour le reste a été injectée dans la trésorerie. La faillite de British Energy, a comme conséquence qu'une part importante des coûts de démantèlement sera supportée par les futurs contribuables.

## 2.8. Assurance et responsabilité

La question est sujette à controverse car aujourd'hui en cas d'accident nucléaire majeur, la responsabilité des propriétaires de centrales, définie par traité international, se réduit à une

fraction seulement des coûts éventuels. Le Traité de Vienne, voté en 1963 et amendé en 1997, limite le seuil de responsabilité de l'opérateur à 300 millions de Droits de Tirage spéciaux (DTS) ou environ 460 millions de livres sterling, (le 22 février 2009, 1\$US=0,653DT<sup>21</sup>). À l'heure actuelle, le Gouvernement britannique garantit le risque résiduel au-delà de 140 millions de livres sterling, malgré qu'il soit prévu que la limite s'élève à 700 millions d'euros (500 millions de livres sterling) selon la Convention de Paris et de Bruxelles. Longtemps vu comme un facteur essentiel du développement de l'énergie nucléaire, le seuil de responsabilité, pourrait aussi être considéré comme une importante subvention.

**Tableau 8 – Les seuils de responsabilité pour les pays de l'OCDE en septembre 2001**

	Seuils de responsabilité de la législation nationale <sup>a</sup> en millions d'euros	Exigences en sécurité financière <sup>a,b</sup> en millions d'euros
Belgique	298	
Finlande	250	
France	92	
Allemagne	illimité	2.500 <sup>c</sup>
Grande-Bretagne	227	
Pays-Bas	340	
Espagne	150	
Suisse	illimité	674
Slovaquie	47	
République Tchèque	177	
Hongrie	143	
Canada	54	
USA	10.937	226
Mexique	12	
Japon	illimité	538
Corée du Sud	4.293	

Source : Statistiques non-officielles – OCDE/AEN, Affaires juridiques

Notes : <sup>a</sup> taux de change officiel de Juin 2001 – Juin 2002 ; <sup>b</sup> si différent du seuil de responsabilité ; <sup>c</sup> assurance : 256 millions €, pool des opérateurs : 2,5 milliards €, amendement de la Convention de Bruxelles et Paris : 179 millions €

20 Michael Heseltine, Président du Board of Trade, Hansard, 19 octobre 1992.

21 La valeur du Droit de Tirage Spécial est déterminée par un paquet des quatre devises importantes au monde.

La Commission d'enquête du Parlement allemand sur l'Energie durable<sup>22</sup> a rassemblé des chiffres sur les seuils de responsabilité des pays de l'OCDE (*tableau 8*) ; ceux-ci illustrent la grande variété des seuils de responsabilité allant de petites sommes pour le Mexique par exemple, à des montants plus élevés pour l'Allemagne.

Face à l'ampleur de dégâts, comme ceux causés par Tchernobyl, et qui peuvent être de l'ordre de centaines de milliards de livres (pour les assurances, la perte de vie ou l'incapacité doivent malheureusement se chiffrer) la couverture traditionnelle de l'assurance ne serait sans doute pas mobilisable, et si elle l'était, sa couverture ne serait

pas crédible face à un accident dont la gravité entraînerait la faillite des compagnies d'assurance. Des propositions «d'obligations catastrophe» offrant aux propriétaires de centrales une couverture crédible aux frais d'accidents ont bien été faites. Une obligation catastrophe est une assurance caution avalisée à haut rendement, qui comprend une provision produisant des intérêts et/ou des paiements de capital qui seront retardés ou perdus dans le cas de catastrophes spécifiques, comme un tremblement de terre. Quant à savoir si elles peuvent devenir une couverture fiable contre les accidents nucléaires et quel en sera l'impact sur l'économie nucléaire, sera difficile avant l'existence de propositions concrètes.

---

22 Deutscher Bundestag, *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung, Bericht der Enquete-Kommission*, zur Sache 6/2002, chapitre 3.3.2, tableau 3.3 (Berlin: Deutscher Bundestag, 2002), p. 232, <http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf>

## 3. L'expérience d'Olkiluoto et de Flamanville

Ces deux centrales revêtent une importance particulière. Elles sont les seules de la Génération III+ dont le retour d'expérience sur la construction, pas l'exploitation, n'est pas encore significatif.

### 3.1. Olkiluoto

La commande d'Olkiluoto-3 par la Finlande a été importante pour l'industrie nucléaire, parce qu'elle était en contradiction avec l'opinion admise que libéralisation et énergie nucléaire sont incompatibles. La commande du troisième réacteur d'Olkiluoto, en décembre 2003, était la première commande en Europe occidentale et en Amérique du Nord depuis celle de Civaux2 en France en 1993, et la première commande hors de la région du Pacifique pour un concept de Génération III/III+. L'industrie de l'électricité finnoise essayait d'obtenir l'approbation du Parlement pour un cinquième réacteur en Finlande depuis 1992. L'autorisation

est finalement obtenue en 2002. La commande d'Olkiluoto-3 a relancé l'industrie nucléaire en général, et Areva NP en particulier. L'industrie prévoyait qu'une fois achevée, la centrale deviendrait une référence pour d'autres acheteurs potentiels de l'EPR. La Finlande fait partie du marché de l'électricité nordique avec la Norvège, la Suède et le Danemark, considéré comme le plus compétitif au monde. Et la Finlande a acquis une bonne réputation pour son exploitation des 4 unités de la région. Les espoirs que cette expérience apporte des réponses aux questions sur «la renaissance du nucléaire» étaient donc grands. Néanmoins, un examen plus détaillé des particularités du contrat révèle qu'il n'est en rien représentatif des conditions trouvées dans d'autres marchés.

En 2004, le prix annoncé d'Olkiluoto-3 s'élevait à 3 milliards d'euros pour une centrale de 1600MW<sup>23</sup>. Par la suite, le prix indiqué était de 3,2 milliards d'euros<sup>24</sup> ou de 3,3 milliards d'euros<sup>25</sup>.

23 Le directeur de projet Martin Landtman déclara: «la valeur de l'investissement total d'Olkiluoto-3 y compris le contrat clés en main, s'élève à environ 3 milliards EUR, valeur de la monnaie de l'année 2003. Pas d'autres chiffres ne sont publiés». Communication personnelle, e-mail à Mycle Schneider, daté du 8 octobre 2004.

24 *Nucleonics Week*, du 26 octobre 2006 «EC Probing Claims Olkiluoto Loan Guarantees Were State Aid».

25 *Nucleonics Week*, du 5 mars 2009 «Areva Reveals 47% Cost Overrun on Contract for Olkiluoto-3», p. 1.

En mars 2005, l'organisme de régulation finlandais, le STUK, accordait l'approbation de sûreté et en août 2005, un travail d'aménagement important commençait sur le site. À la signature du contrat, la valeur était estimée aux environs de 3,6-4 milliards d'euros (prix du contrat) ou entre 2.250 et 2.475 dollars US /kW (1€=1,25\$US). Ce prix comprenait celui du financement et deux cœurs de réacteur, ce qui laissait supposer un coût «instantané» du kW plus bas, même si compte tenu – comme on peut le voir ci-dessous – du faible taux d'intérêt prélevé (2,6%), les coûts de financement auraient été faibles.

Ce prix, bien que supérieur à l'objectif des 1.000\$ /kW fixé par l'industrie nucléaire quelques années plus tôt, était toujours considéré par les critiques comme un «prix sacrifié». Depuis les années 1990<sup>26</sup>, Areva NP essayait de persuader soit EDF soit une des entreprises d'électricité allemandes de passer une commande d'EPR. Sans commande rapide, Areva NP craignait de perdre du personnel qualifié<sup>27</sup> et que le modèle ne devienne obsolète<sup>28</sup>. Areva NP avait également besoin «d'une vitrine» pour la technologie de l'EPR et Olkiluoto-3 pouvait servir de démonstration pour d'autres commandes. Comme offre supplémentaire et à la demande du client, Areva NP proposait la centrale «clés en main» ou des conditions à prix fixes. Elle ne se contentait pas de fournir «l'îlot nucléaire» mais prenait également la responsabilité de la gestion du site et de son aménagement architectural. Ce qui n'était pas son rôle habituel. Dans le cas des 58 REP fournis par Framatome, le prédécesseur d'Areva, en France et à l'étranger, y compris la Chine et l'Afrique du Sud, ces services avaient été pris en charge par EDF.

Comme cela a déjà été dit ailleurs<sup>29</sup>, le projet Olkiluoto, depuis le début de sa construction, ne connaît que des problèmes. En mars 2009<sup>30</sup>, il avait déjà trois ans de retard avec un dépassement de 1,7 milliards d'euros<sup>31</sup>. En août 2009, Areva NP reconnaissait que l'évaluation des coûts s'élevait à 5,3 milliards d'euros, ce qui au taux de change en cours de 1€=1,35\$US, représentait un coût de 4.500€/kW<sup>32</sup>. Le contrat fait l'objet d'un âpre conflit entre Areva NP et le client Teollisuuden Voima Oy. Areva NP exige une compensation d'environ 1 milliard d'euros pour des manquements supposés de TVO. Dans sa demande reconventionnelle de janvier 2009, TVO exige d'Areva NP, 2,4 milliards de compensation pour les retards sur le projet<sup>33</sup>.

Il est peu probable que les problèmes ayant contribué au retard et dépassements de budget soient résolus ; le coût final pourrait être encore majoré de manière significative. Le résultat de l'arbitrage sur les demandes de compensations entre Areva NP et TVO déterminera la façon dont les dépassements seront répartis. En attendant, les inquiétudes des investisseurs, quant au coût et la livraison des centrales, restent légitimes.

### 3.2. Flamanville

C'est en janvier 2007 qu'EDF a commandé un réacteur EPR pour leur site de Flamanville. La construction de ce réacteur surclassé à 1630 MW<sup>34</sup>, a débuté en décembre 2007<sup>35</sup>. En mai 2006, EDF avait estimé son coût à 3,3 milliards d'euros<sup>36</sup>. Ce qui au taux de l'époque (1€= 1,28 \$US), équivalait à 2.590\$ /kW. Ce montant n'incluait pas le combustible de départ, sinon le coût ins-

26 *Nucleonics Week*, du 6 novembre 1998, «Giant EPR Said To Be Competitive: EDF To Decide on Order Next Year», p. 1.

27 *Petroleum Economist*, «France Mulls Nuclear Future» Mars 2001.

28 *Nucleonics Week*, du 6 mars 1997, «EPR Safety Approval Won't Last Beyond 2002, Regulator Warns».

29 S. Thomas, «Can Nuclear Power Plants Be Built in Britain without Public Subsidies and Guarantees?», Présentation à une conférence, *Commercial Nuclear Energy in an Unstable, Carbon Constrained World*, animée conjointement par le Nonproliferation Policy Education Center et Radio Free Europe/Radio Liberty, 17-18 mars 2008, Prague, République Tchèque.

30 *Nucleonics Week*, du 26 Mars 2009, «Areva's Olkiluoto-3 Manager Says Engineering Judgment Undermined», p. 4.

31 *Nucleonics Week*, «Areva Reveals 47% Cost Overrun»

32 *Nucleonics Week*, 3 septembre 2009, «With Expected Losses Mounting, Areva Seeks Changes in OI3 Project».

33 *Agence France Presse*, «Les mésaventures du réacteur français en Finlande», 30 janvier 2009.

34 *Nucleonics Week*, 5 janvier 2007, «EDF Orders Flamanville-3 EPR NSSS, with Startup Targeted in 2012», p. 1.

35 *Nucleonics Week*, 6 décembre 2007, «Flamanville-3 Concrete Pour Marks Start of Nuclear Construction», p. 3.

36 *Nucleonics Week*, 11 mai 2006, «EDF to Build Flamanville-3, Says First EPR Competitive with CCGT», p. 1.

tantané aurait été un peu plus élevé. L'estimation de prix ne comprenait pas non plus le coût de financement.

En ce qui concerne le générateur de turbine, EDF ne voulait pas d'un contrat «clés en main» impliquant l'aménagement architectural et la gestion des contrats sous-traitants – le contrat de location par exemple. Dans quelle mesure ces décisions ont-elles été influencées par le peu de retour d'expérience d'Olkiluoto et par le besoin de garder les techniques en interne, n'est pas clair.

En mai 2008, les autorités de régulations françaises arrêtent temporairement la construction de Flamanville en raison de problèmes posés par la coulée du premier béton<sup>37</sup> de base. Les retards ont amené le vendeur Areva NP à prolonger son

calendrier d'un an, et prévoir l'achèvement de la centrale pour 2013. Mais en novembre 2008, EDF proclame que le délai initial peut finalement être respecté et la centrale achevée en 2012<sup>38</sup>. EDF avait pris connaissance du fait que les coûts de construction prévus pour Flamanville étaient passés de 3,3 milliards d'euros à 4 milliards d'euros<sup>39</sup>. Ce qui, compte tenu du taux (1€= 1,33\$US) équivalait alors à 3.265\$ /kW, un prix bien supérieur à celui du contrat d'Olkiluoto mais très inférieur aux niveaux mentionnés aux États-Unis et au coût réel d'Olkiluoto. Les syndicats impliqués ont également exprimé des revendications sur le retard de deux ans que prenait la construction de Flamanville<sup>40</sup>. Un responsable d'Areva a suggéré d'évaluer aujourd'hui le coût de l'EPR à au moins 4,5 milliards d'euros, sans préciser s'il s'agissait du coût instantané<sup>41</sup>.

---

37 *Nucleonics Week*, 29 mai 2008, «Concrete Pouring at Flamanville-3 Stopped after New Problems Found», p. 18.

38 *Nucleonics Week*, 20 novembre 2008, «EDF Confirms Target of Starting Up Flamanville-3 in 2012», p. 1.

39 *Associated Press Worldstream*, «EDF To Lead up to Euro50b in Nuclear Plant Investment», 4 novembre, 2008.

40 *Nucleonics Week*, 28 janvier 2010, «French Union: Flamanville-3 Delayed», p. 1.

41 *Nucleonics Week*, 4 septembre 2008, «Areva Official Says Costs for New EPR Rising, Exceeding \$6.5 billion», p. 1.



## 4. Le Programme américain

Dans le cadre de son programme 2010 de l'énergie nucléaire annoncé en février 2002, l'administration Bush avait fait des efforts concertés pour relancer la commande. Le programme se concentre sur les concepts de Génération III+. Quant le programme a été dévoilé, il était attendu qu'au moins une unité de cette génération et un réacteur de concept plus avancé seraient en exploitation en 2010. Dans le cadre de ce programme, le Ministère américain de l'Énergie prévoyait de lancer des projets en coopération avec l'industrie.

*[...] pour obtenir de l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) l'approbation de trois sites pour la construction de centrales dans le cadre du système «de permis de site avant décision de construction» (ESP), pour développer un guide préparatoire de demande conjointe de Licence de Construction et d'Exploitation (COL) et résoudre les questions de réglementation propres à cette licence. Le système du COL est un système d'autorisation en une étape qui permet de résoudre les*

*questions de la centrale, de la santé publique et de la sûreté avant le début de la construction, suivi par l'approbation de l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) qui délivre le permis de construction et d'exploitation pour une nouvelle centrale<sup>42</sup>.*

De plus :

*[...] pour achever le développement technologique d'un réacteur tête de série de la Génération III+ et faire la démonstration de la non adéquation de la réglementation fédérale et des systèmes d'octroi de licence en ce qui concerne l'implantation, la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires<sup>43</sup>.*

Le raisonnement tenu par le Programme 2010 de l'énergie nucléaire était que les concepts nucléaires innovants seraient économiquement compétitifs. Mais suite aux expériences désastreuses de construction dans les années 1980 et 1990, les compagnies d'électricité restaient peu

42 <http://www.ne.doe.gov/NucPwr2010/NucPwr2010.html>

43 Le Ministère de l'Énergie américain, (DoE), *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010* (Washington, DC: USDOE, 2001).

disposées à procéder à de nouvelles commandes, avant que démonstration ne soit faite que les nouveaux concepts et procédures avaient résolu les problèmes ayant mené à cette situation. Pour surmonter ces obstacles, la politique a consisté à rationaliser les processus de contrôle, assurer l'approbation d'un certain nombre de concepts innovants, et octroyer des subventions pour trois projets d'abord (peut-être six tranches) de sorte que les commandes suivantes n'en aient plus besoin. Une subvention de 450 millions de dollars a été proposée. Trois organisations importantes ont manifesté leur intérêt et deux contrats ont été signés avec le Ministère américain de l'Énergie (USDOE) pour développer des licences de Construction et d'Exploitation (COL). Nustart, un consortium lancé en 2004, rassemblant huit compagnies américaines, y compris Entergy, Constellation Energy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company et la Tennessee Valley Authority (TVA, qui fournit du personnel, pas de liquidités). Le groupe français EDF et les vendeurs Westinghouse et GE en faisaient également partie mais n'avaient pas droit de vote. Nustart prévoyait de soumettre deux demandes, une pour un réacteur à eau bouillante, le ESBWR de GE, sur le site Grand Golfe d'Entergy (Texas) et l'autre pour un réacteur AP1000 de Westinghouse pour le site Bellefonte de la TVA. L'autre organisation importante est dirigée par la compagnie d'électricité Dominion. Celle-ci cherchait une Licence de Construction et d'Exploitation (COL) pour une version perfectionnée du concept Candu, l'ACR-700, d'EACL (Energie Atomique du Canada Limitée) pour la centrale de North Anna (Virginie), où Dominion exploite deux réacteurs. Pourtant en janvier 2005, le groupe annonce qu'il remplace l'ACR-700 par l'ESBWR de GE, en raison du délai d'octroi de licence pour une centrale Candu aux États-Unis. Ce concept n'avait pas

obtenu l'approbation aux États-Unis et l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) évaluait la durée du processus à 60 mois – bien plus que pour un PWR Génération III+ ou un REB. Avec la Loi sur la politique énergétique de 2005 (EPACT), le calendrier du programme est modifié mais son champ d'action étendu afin de répondre à l'intérêt manifesté par des entreprises productrices de construire des centrales. Le montant du soutien offert a également été fortement augmenté. Début 2009, des projets de construction de 31 unités étaient rendus publics (voir *tableau 9*).

Plus tard différentes subventions étaient proposées à ces unités de démonstration, parmi lesquelles deux sont devenues les plus importantes :

■ **crédits d'impôts à la production :** afin que l'électricité des nouvelles centrales nucléaires soit compétitive avec d'autres sources d'énergie, un crédit d'impôt de 18 \$US /MWh est accordé les huit premières années d'exploitation. Selon l'Agence d'information sur l'énergie (EIA), cette mesure coûterait au contribuable la somme de 5,7 milliards de dollars d'ici 2025<sup>44</sup>.

■ **les garanties d'emprunt :** pour faciliter le financement de nouvelles centrales et afin que les entreprises productrices d'électricité puissent emprunter aux taux des bons du trésor. Le Bureau du Congrès américain était arrivé à la conclusion que le risque de défaut de paiement de l'industrie nucléaire dépasserait «de loin les 50%»<sup>45</sup>. Le Service de Recherche du Congrès (CRS) a estimé la responsabilité des contribuables pour la couverture des garanties d'emprunt, à 50% du coût de construction de six des huit nouveaux réacteurs, à savoir entre 14 et 16 milliards de dollars US<sup>46</sup>.

La Loi sur la politique énergétique (EPACT) offrit jusqu'à 500 millions de dollars en assurance

44 Ministère de l'Énergie américain (DoE), *Analysis of Five Selected Tax Provisions of the Conference Energy Bill of 2003* (Washington, DC: Energy Information Administration, 2004), p. 3.  
[http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/sroiaf\(2004\)01.pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/service/sroiaf(2004)01.pdf)

45 Bureau du Budget du Congrès (*CBO Cost estimate of S.14, Energy Policy Act of 2003*) (Washington, DC: Bureau du Budget du Congrès, 7 mai 2003).  
<http://www.cbo.gov/doc.cfm?index=4206>

46 Service de recherche du Congrès (CRS), *Potential Cost of Nuclear Power Plant Subsidies in S.14* (7 mai 2003) ; demande du sénateur Ron Wyden.

**Tableau 9 – Projets nucléaires américains annoncés dans le cadre du «Programme nucléaire 2010»**

Centrale	Propriétaire	Statut de la licence NRC	Garantie d'emprunt	Modèle	Exploitation prévue
Calvert Cliffs 3	Unistar	COL demande soumise 03/08	Candidat	EPR	?
South Texas 3, 4	NRG	COL demande soumise 09/07	Candidat	ABWR	?
Bellefonte 3, 4	TVA	COL demande soumise 10/07	Non éligible	AP1000	?
North Anna 3	Dominion	COL demande soumise 11/07	Soumise	ESBWR	?
Lee 1, 2	Duke	COL demande soumise 12/07	Soumise	AP1000	2021-2023
Harris 2, 3	Progress	COL demande soumise 02/08	Non soumise	AP1000	2019-2020
Grand Gulf 3	Entergy	COL demande soumise 02/08	Soumise	ESBWR	En suspens
Vogtle 3, 4	Southern	COL demande soumise 03/08	Candidat	AP1000	2016
Summer 2, 3	SCANA	COL demande soumise 03/08	Candidat	AP1000	2016-2019
Callaway 2	AmerenUE	COL demande soumise 07/08	Soumise	EPR	En suspens
Levy 1, 2	Progress	COL demande soumise 07/08	Soumise	AP1000	2019-2020
Victoria 1, 2	Exelon	COL demande soumise 09/08	Soumise	ESBWR	En suspens
Fermi 3	DTE Energy	COL demande soumise 09/08	Non soumise	ESBWR	?
Comanche Peak 3, 4	TXU	COL demande soumise 09/08	1 <sup>ère</sup> réserve	APWR	?
Nine Mile Point 3	Unistar	COL demande soumise 10/08	Soumise	EPR	En suspens
Bell Bend	PPL	COL demande soumise 10/08	Soumise	EPR	2018
Amarillo 1, 2	Amarillo	?		EPR	?
River Bend	Entergy	COL demande soumise 09/08	Soumise	ESBWR	En suspens
Elmore	Unistar	?		EPR	En suspens
Turkey Point 6, 7	FPL	COL demande soumise 03/09	?	AP1000	2018-2020

Source : Différents rapports de presse

Notes : Plus de précisions sur chaque projet en particulier. Voir appendice 4

risque pour les unités 1-2 et 250 millions de dollars pour les unités 3-6. Une assurance payable dans le cas où des retards, non imputables à l'opérateur ralentiraient le processus de certification des centrales. Elle proposa également un soutien au financement de R&D d'une valeur de 850 millions de dollars et une aide aux coûts historiques de démantèlement d'un montant de 1,3 milliards de dollars US.

Il est très vite devenu clair que l'élément clé de cet ensemble d'offres était les garanties d'emprunts mais que l'ampleur de leur couverture ne permettait néanmoins pas aux compagnies d'électricité de passer commande. À l'origine, les garanties d'emprunts fédérales étaient supposées couvrir jusqu'à 80% de la créance accordée au projet. Et si celle-ci atteignait 60% du coût de construction de la centrale (le reste venant des fonds propres), cela signifiait qu'environ 50% du coût de la centrale serait couvert. À force de pression, les compagnies d'électricité obtinrent la totalité de couverture de l'emprunt jusqu'à 80% du coût du projet. Les banques ont participé pleinement à cette demande. En 2007, six des banques d'invest-

*En 2007, six des banques d'investissement les plus importantes de Wall Street dans un communiqué adressé à l'USDOE, signifient qu'elles n'accorderont de prêts à la construction de centrales nucléaires qu'à condition que les risques soient endossés à 100% par les contribuables.*

issement les plus importantes de Wall Street (Citigroup, Crédit Suisse, Goldman Sachs, Lehman Brothers, Merrill Lynch, et Morgan Stanley) dans un communiqué adressé à l'USDOE, signifient qu'elles n'accorderont de prêts à la construction de centrales nucléaires qu'à condition que les risques soient endossés à 100% par les contribuables<sup>47</sup>.

Dans des pays avec un marché de l'électricité moins libéralisé où les entreprises productrices d'électricité opèrent dans le cadre de tarifs et d'une base d'actifs réglementés, les garanties d'emprunts sont moins vitales. Si les organismes de régulation, comme l'ont fait certains, autorisent l'entreprise au recouvrement des coûts de construction avant l'achèvement de la centrale, une part importante

des risques liés à la construction seront transférés sur les consommateurs. Ce qui pourrait avoir pour conséquence que les financiers offrent des prêts à un taux beaucoup plus faible que dans un marché compétitif.

L'ampleur des subventions s'est aussi élargie, passant de la couverture de trois sites seulement (jusqu'à six unités) à des garanties d'emprunts pour jusqu'à trois unités (tranches) de chaque concept «innovant». En 2008, cinq «concepts innovants» étaient examinés par l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC). Ce qui impliquait un droit à des garanties d'emprunts pour jusqu'à 15 tranches. Les cinq concepts sont l'AP1000 de Westinghouse, l'ESBWR de GE-Hitachi, l'ABWR<sup>48</sup> de GE-Hitachi, l'EPR d'Areva NP et l'APWR de Mitsubishi. Au lancement du Programme en 2002, les coûts de construction étaient encore estimés à 1000\$/kW. Les garanties, pour six unités d'environ 1.400 MW, à hauteur chacune de 50% du coût global, se seraient élevées à environ 4,2 milliards de dollars. Mais en 2008, en imaginant 15 unités avec un droit de couverture de 80% de leur coût général de 6.000\$/kW,

il faut un surplus de garanties de 100 milliards de dollars. Le projet de loi relatif à l'Énergie voté en 2007, octroyait au Ministère de l'énergie américain (USDOE) pour les années 2008 - 2009, un budget de 18,5 milliards de dollars pour la couverture des garanties d'emprunts des centrales nucléaires. En février 2009, l'USDOE sélectionna 5 projets pour en bénéficier. Il s'agit de Southern Company (Vogtle), South Carolina Electric & Gas (Summer), Unistar Nuclear Energy (Calvert Cliffs), NRG (Sud Texas) et le projet de Comanche Peak. En mai 2009, la liste est réduite à 4 projets, quand le projet Comanche Peak est mis en réserve. L'appendice 4 donne une description détaillée de l'état des projets nucléaires annoncés aux États-Unis.

47 Commentaires des investisseurs en réponse à la proposition de réglementation, 2 Juillet 2007.

48 Toshiba pourrait proposer l'ABWR indépendamment de GE-Hitachi.

### 4.1. Résultats probables

Durant leur évaluation par l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC), les réacteurs soulèvent tous d'importantes questions. Pendant dix ans le réacteur APWR a fait l'objet d'une commande commerciale du Japon, qui pour des raisons obscures ne s'est pas matérialisée. Il a un seul client aux États-Unis, et si ce projet n'est pas poursuivi et la commande japonaise davantage retardée, la technologie aura sans doute peu d'avenir.

Le réacteur ESBWR suscite peu d'intérêt en dehors des États-Unis où il a déjà perdu trois de ses cinq clients depuis 2008. Ceux-ci avaient fait des commentaires très néfastes sur l'incertitude des coûts de construction et sur la disposition du concept à la commercialisation. Les deux clients restants (Dominion et DTE Energy) sont sur la liste des sélectionnés pour les garanties d'emprunts. Il sera difficile pour le réacteur ESBWR de survivre à la perte éventuelle de ces commandes, ce qui dans ce cas soulèverait des questions quant à l'avenir de GE comme fournisseur de réacteurs.

Le réacteur ABWR a un seul client (NRG) et fin 2009 le projet a rencontré beaucoup de difficultés, en raison de l'escalade des coûts. Il a le gros avantage d'appartenir à une technologie qui a fait ses preuves, ayant déjà obtenu l'approbation de l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC). Mais, comme cette approbation expire en 2012, toute nouvelle commande devrait attendre son renouvellement. La NRC doit encore indiquer la liste des changements indispensables, dans le domaine de la protection aérienne, par exemple. Si cette liste est conséquente et si le processus d'évaluation des changements du concept s'avère long, l'ABWR perdra vite l'avantage de sa technologie.

Quant à l'EPR, sa réputation a sérieusement été endommagée par les problèmes d'Olkiluoto

(et Flamanville) et par la difficulté de résoudre avec les régulateurs de sûreté européens, les questions liées au contrôle et l'instrumentation. Trois de six projets semblent suspendus et seul celui de Calvert Cliffs est bien avancé.

L'AP1000 se révèle être dans la meilleure position. Il est le réacteur de presque la moitié des unités annoncées (14 sur 31) et 2 sur 4 des projets sélectionnés pour les garanties d'emprunts, y compris celui le plus susceptible d'en être le premier bénéficiaire, Vogtle. Et malgré les doutes existants sur le projet TVA Bellefonte, aucun projet AP1000 n'a été abandonné jusqu'à maintenant. Il a déjà reçu l'approbation de la NRC (en 2006) même si Westinghouse/Toshiba ont soumis par la suite des révisions dont l'évaluation ne s'achèvera pas avant 2011. Sur les deux côtés de l'atlantique, Westinghouse/Toshiba expérimente quelques difficultés à résoudre des problèmes de sûreté liés au dôme final. En février 2010, les régulateurs ont soulevé «une question réglementaire» à ce sujet<sup>49</sup>.

Seuls deux projets auraient sans doute pu bénéficier des garanties d'emprunts - 18,5 milliards de dollars - promises par le gouvernement américain jusqu'à la fin 2009. Se pose aussi la question du prix qu'auraient dû payer les entreprises d'électricité pour bénéficier de ces garanties. Celles-ci étant en réalité une police d'assurance, «la prime» devrait refléter le risque de défaillance. Le Bureau du Budget du Congrès (CBO) a estimé le risque de défaillance net à 25% (50% en réalité, la moitié du coût étant couverte par la vente de l'équipement). Il est fort improbable que des compagnies d'électricité empruntant - disons 10 milliards de dollars pour un projet de deux unités - soient prêtes à payer 2,5 milliards de dollars juste pour bénéficier de ces garanties d'emprunts. Elles demandent d'ailleurs que le tarif soit de 1%<sup>50</sup>, ce qui politiquement a peu de chance d'être recevable.

49 Si la question réglementaire n'est pas résolue dans une limite de temps précise (dans ce cas), les autorités de sûreté peuvent refuser l'approbation de la conception générique ; voir

<http://news.hse.gov.uk/2010/02/16/hse-raise-regulatory-issue-ri-against-westinghouses-ap1000-nuclear-reactor-design/>

50 *Electric Utility Week*, 14 décembre 2009 «Change to DOE Guarantee Program Boosts Nuclear Hopes; Size of Fee Remains an Issue».

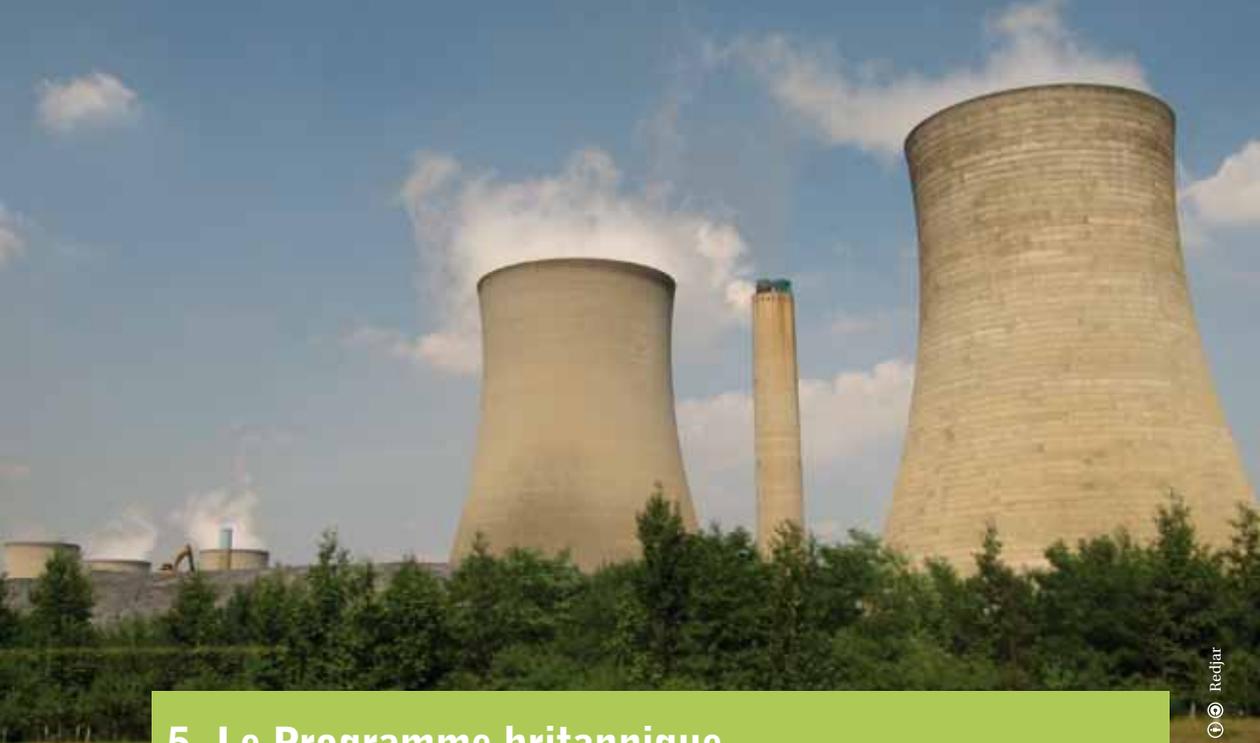
En février 2010, l'administration Obama a donné son accord à une hausse, dans le budget 2011, du montant alloué aux garanties d'emprunts de 18,5 à 54,5 milliards de dollars (suffisant peut-être pour 12 unités)<sup>51</sup>. À la même époque, le Ministère de l'énergie américain (USDOE) annonçait qu'une garantie d'emprunt d'un montant de 8,33 milliards de dollars avait été allouée au projet Vogtle (Géorgie) pour ses deux réacteurs AP 1000<sup>52</sup>. La garantie est supposée couvrir 7% des coûts (au moins pour le principal propriétaire, Georgia Power) bien qu'aucun détail sur le prix à payer pour la garantie n'ait été communiqué. L'estimation du coût de la centrale s'élève à 11,9 milliards de dollars, ou 5.000 \$/kW. La Commission de service public de Géorgie

a déjà donné son accord à la demande de Georgia Power de pouvoir répercuter le coût de construction dès à présent sur ses consommateurs captifs (voir *appendice 4*). Donc, toute banque accordant un prêt bénéficie d'une double protection : celle du gouvernement fédéral (les contribuables) via les garanties d'emprunts, et celle des consommateurs via un recouvrement garanti des coûts. Ce système illustre bien que quand un gouvernement est disposé à allouer ce qu'il faut de subsides, des centrales nucléaires peuvent se construire. Néanmoins, cela n'est viable que pour quelques unités de démonstration, surtout si le projet connaît des difficultés et que les contribuables et les consommateurs sont amenés à en supporter les dépassements.

---

51 *Associate Press*, 1 février 2010, «A Look at Obama's 2011 Budget for Gov't Agencies».

52 *Washington Post*, 17 février 2010, «Obama To Help Fund Nuclear Reactors».



## 5. Le Programme britannique

Celui-ci repose sur des hypothèses sous-jacentes très différentes de celles du programme américain. Le programme britannique n'a jamais déclaré que l'énergie nucléaire devait être en concurrence directe avec les combustibles fossiles, mais que si le prix du carbone atteignait 36€/tonne, alors l'électricité nucléaire devenait compétitive. En prenant alors quelques mesures d'application, non financières, concernant en particulier les systèmes de planification et la certification de concepts, les commandes pourraient se faire sans subsides. Lors du réexamen de l'économie nucléaire en 2008, le gouvernement britannique a estimé le prix de construction à 1.250£/kW (2.000\$/kW), ce qui représentait une augmentation réelle de 20% par rapport aux chiffres de 2002<sup>53</sup>.

En 2007, l'autorité de régulation nucléaire britannique, l'Inspection des Installations Nucléaires (NII), procédait à l'évaluation de quatre concepts différents: l'AP1000 de Westinghouse/Toshiba, l'EPR d'Areva NP, l'ESBWR de GE-Hitachi et le

réacteur canadien de la filière à eau lourde, l'ACR-1000 (le réacteur amélioré CANDU). Le raisonnement était de certifier jusqu'à trois concepts, donnant ainsi aux opérateurs le choix du modèle. La majorité des observateurs avait prévu que les choix se porteraient finalement sur l'EPR et l'AP1000 et la réalité leur a donné raison. L'ACR-1000 a rapidement été retiré suivi en 2008 par l'ESBWR.

La NII a rencontré de sérieuses difficultés dans le recrutement du nombre suffisant d'inspecteurs pour mener à bien sa tâche. En novembre 2008, il lui en manquait encore 40 (environ 20%) et en juillet 2009, ce nombre passait à 54 (24%)<sup>54</sup>. Quelques entreprises opérant en Grande-Bretagne, EDF en particulier, ont alors déclaré qu'elles envisageaient de commander des centrales sans l'aide de subsides. Concrètement on sait pourtant qu'aucune commande ne peut être passée pendant au moins cinq ans, le temps de l'approbation réglementaire pour les concepts choisis et celle de l'organisation du site. Trois opé-

53 Le Ministère des affaires, de l'entreprise et des réformes réglementaires, «Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Nuclear Power», Cm 7296, HMSO, Londres, p. 61, <http://www.berr.gov.uk/files/file43006.pdf>

54 Inside NRC, 20 juillet 2009, «UK's NII Short on Inspectors, Sees Years of Recruitment Struggle», p. 9.

rateurs se sont engagés dans la commande en Grande-Bretagne, de manière significative : EDF, RWE et E.ON – les deux derniers en consortium. En 2008, EDF rachetait la société anglaise de production nucléaire, la British Energy pour environ 15 milliards d'euros tandis que RWE/E.ON rachetait en 2009 des sites proches de centrales existantes, pour plusieurs millions d'euros. EDF et le consortium RWE/E.ON prévoyaient tous les deux de commander 4 unités, pour une capacité totale de 10 à 12 GW. EDF devrait commander un EPR, alors que le consortium RWE/E.ON doit encore choisir son fournisseur.

### 5.1. Résultats probables

Même si en 2009, le Royaume-Uni s'est fortement engagé à augmenter le nombre de commandes nucléaires sur le territoire, il n'existe aucune garantie qu'au moment de les confirmer, le gouvernement en place fasse preuve de la même détermination. En rachetant British Energy pour 15 milliards d'euros, EDF s'était aussi fortement engagée dans la commande nucléaire au Royaume-Uni. Ce prix, de loin surévalué par rapport à la valeur des biens acquis, n'a de logique que si les commandes sont exécutées.

British Energy a fait faillite en 2002 parce ses coûts d'exploitation, de l'ordre de 16€/MWh à l'époque, étaient légèrement supérieurs au prix perçu de l'électricité. Ces coûts n'ont cessé d'augmenter pour atteindre en 2008/2009 le montant de 41,3€/MWh. British Energy est resté solvable grâce aux prix de gros très élevés de l'électricité en cours à cette époque – de l'ordre de 47€/MWh. Si les coûts d'exploitation continuent à monter et/ou le prix de gros de l'électricité à baisser (fin 2009, ils étaient très en dessous du pic de 2008), British Electric sera à nouveau au bord de la faillite. Bien qu'en théorie EDF puisse tout simplement abandonner British Energy (acquise à travers une filiale à 100%, Lake Acquisitions), ce serait inacceptable politiquement. Le consortium RWE/E.ON qui a investi quelques centaines de millions de livres

en option d'achats de sites, pourrait quant à lui, se retirer du programme à moindre frais, si ces options n'étaient pas réalisées.

Début 2010, il fallait encore 3 à 4 ans à la Grande-Bretagne, pour terminer les évaluations de sûreté des concepts et obtenir le permis de préparation des sites spécifiques – moment où la commande peut être passée. À ce stade, d'autres options, comme les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ne seront sans doute pas assez développées pour être déployées. Pour préserver son éclairage, le Royaume-Uni sera amené à commander des centrales. Le Gouvernement n'aura d'autre choix que d'accéder aux demandes des entreprises, quelles qu'elles soient.

La première faille de la politique gouvernementale «sans subsides» s'est présentée en février 2010, quand le ministre de l'Énergie, Ed Miliband déclara au Times<sup>55</sup> :

*Le système Neta [le marché de gros britannique], dans lequel l'électricité se vend par des contrats entre vendeurs et acheteurs ou par des échanges d'électricité, n'offre pas suffisamment de garantie aux promoteurs de turbines éoliennes et de centrales nucléaires. Une alternative serait un retour «aux paiements de la capacité» rétribuant les opérateurs en fonction de l'électricité qu'ils génèrent et de la capacité disponible. L'objectif de ce système de rétribution est de donner plus de sécurité à ceux qui investissent dans l'énergie renouvelable et nucléaire.*

Le jour suivant, le régulateur économique national de l'énergie annonçait<sup>56</sup> :

*La combinaison sans précédent de la crise financière mondiale, avec des objectifs environnementaux sévères, la hausse de la dépendance à l'importation de gaz et la fermeture de centrales électriques vieillissantes, a contribué à instaurer un doute quant à savoir si les dispo-*

55 Times, 1 février 2010, «Labour Prepares To Tear Up 12 Years of Energy Policy».

56 Ofgem, «Action Needed To Ensure Britain's Energy Supplies Remain Secure», Communiqué de presse R5, Février 2010, <http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/Ofgem%20-%20Discovery%20phase%20II%20Draft%20v15.pdf>

*sitions énergétiques actuelles pouvaient fournir une énergie sécurisée et durable. [...] Il existe un consensus croissant sur le fait que conserver les dispositions du marché actuelles et autres incitations en l'état n'est pas une option.*

Si à la suite de ces deux affirmations, les centrales nucléaires en exploitation ou pas, béné-

ficièrent d'importants « Paiements de capacité » et si le marché de gros était abandonné en faveur d'un système beaucoup plus planifié (moins risqué économiquement), le revenu de l'opérateur de centrale nucléaire serait suffisamment garanti (par les consommateurs) pour réduire les risques économiques liés à l'énergie nucléaire et permettre un financement bon marché.

## 6. L'Allemagne

L'Allemagne exploite dix-sept réacteurs. En 2002, le Parlement votait une loi exigeant la fermeture des centrales après une durée de vie d'environ 32 ans. Le «budget de production d'électricité nucléaire» des producteurs d'électricité s'élevait pourtant à un total de 2.623 milliards kWh (équivalent à la production nucléaire annuelle mondiale) et ils peuvent transférer les kWh restants d'un réacteur à une autre tranche. Deux unités ont été fermées dans le cadre de la loi de sortie du nucléaire (Stade, Obrigheim). Une troisième (Mülheim-Kärlich) en fermeture depuis 1988 vient de l'être définitivement. La construction de nouvelles centrales nucléaires et le retraitement de combustible usé (au-delà des quantités expédiées aux centrales de retraitement jusqu'au 30 juin 2005) sont interdits. Avec le nouveau gouvernement Merkel en septembre 2009, certains ont espéré un renversement de la politique de sortie et même de nouvelles commandes. La nouvelle coalition, conduite par les Chrétiens démocrates (CDU) avec les Libéraux-démocrates (FDP) et l'Union chrétienne sociale (CSU), est cepen-

nant restée prudente sur le changement de la loi. Le gouvernement a exprimé son accord quant à la prolongation de la durée de vie des centrales existantes et son désaccord quant à modifier la politique de sortie du nucléaire<sup>57</sup>. Il a promis une révision nationale de la politique énergétique pour l'automne 2010, qui examinera la situation de manière détaillée et proposera une stratégie gouvernementale, y compris sur la question du renversement de la politique de sortie. Même si elles sont favorables à la construction de nouvelles centrales nucléaires, RWE et E.ON, les deux entreprises productrices majeures, auront comme priorité de maintenir leurs centrales en service. Deux de celles-ci, Neckarwestheim I et Biblis A, seront fermées en 2010 si le gouvernement n'agit pas. Si la durée de vie des centrales en exploitation est prolongée, leur coût de capital initial ayant été remboursé – pourvu qu'aucune réparation ni amélioration importante ne soit nécessaire – elles produiront de l'électricité bon marché. L'économiste allemand, Wolfgang Pfaffenberger, a estimé que si la durée de vie des 17 réacteurs en service était

57 *Nucleonics Week*, 5 novembre 2009 «New German Government Will Postpone Nuclear Policy Decisions until Late 2010».

rallongée à 60 ans, les profits additionnels s'élèveraient à 200 milliards d'euros<sup>58</sup>. Le gouvernement se débat encore pour trouver une réponse à «usage» de ces profits exceptionnels, au cas où les opérateurs étaient autorisés à exploiter leurs centrales plus longtemps.

---

58 *Nucleonics Week*, 5 novembre 2009 «New German Government Will Postpone Nuclear Policy Decisions until Late 2010».



## 7. Les autres marchés

Même si de nombreux pays ont manifesté leur intérêt pour de nouvelles centrales nucléaires, le temps entre «l'expression d'un intérêt» et la commande ferme reste très long et de nombreux échecs peuvent se produire. Dans ce paragraphe, nous nous concentrerons donc sur des marchés qui ont une importance symbolique, comme l'Allemagne et l'Italie; sur ceux où des appels d'offres ont été lancés, l'Afrique du Sud et le Canada par exemple; et des pays où les efforts de reprise de l'activité sur des centrales partiellement construites sont en cours.

### 7.1. Les Émirats arabes unis (EAU)

En décembre 2009, la Corée du Sud remportait la commande de quatre réacteurs des Émirats arabes unis sa technologie AP1400, face au consortium mené par EDF (incluant GDF Suez, Areva, Total) et GE-Hitachi (technologie non spécifiée)<sup>59</sup>. Le contrat de construction et d'exploitation des centrales est passé avec

Korean Electric, la première mise en service est prévue en 2017 dans un site non spécifié, et la deuxième en 2020. KEPCO fournira le concept, prendra en charge la construction et la maintenance du réacteur nucléaire et sous-traitera une partie du travail à des fournisseurs d'équipement comme Hyundai, Doosan et Samsung. Les termes de l'accord et ce qu'il inclut ne sont pas clairs, alors que la valeur du contrat est connue, 20,4 milliards de dollars. On sait que l'offre sud-coréenne était inférieure de 16 milliards de dollars à l'offre française et celle de GE-Hitachi très supérieure<sup>60</sup>. Il semble aussi qu'il ne s'agit pas d'un contrat «clés en main» (prix forfaitaire) complet. Les compagnies sud-coréennes participeront à une joint venture avec des entreprises publiques émiraties qui exploiteront les centrales une fois leur construction achevée<sup>61</sup>. Le financement de ces centrales n'est pas clair.

Le projet semble présenter une série de faiblesses qui pourraient être sources de problèmes :

59 *Korea Herald*, 28 décembre 2009 «Korea Wins Landmark Nuclear Deal».

60 *Right Vision News*, 12 janvier 2010 «UAE: Middle East Leads Rally in Nuclear Plant Orders».

61 *International Oil Daily*, 29 décembre 2009 «South Korean Consortium Awarded UAE Nuclear Contract».

- la technologie n'est pas éprouvée: une seule année d'expérience de construction pour ce concept;

- il existe peu d'expertise nucléaire dans la région;

- le calendrier est difficile à tenir et le prix contractuel inférieur de 40% aux estimations de coûts de compagnies américaines expérimentées;

- l'industrie nucléaire sud-coréenne n'a pas d'expérience de livraison de réacteurs à l'extérieur de son pays;

- l'infrastructure nécessaire à l'exploitation d'une centrale nucléaire est peu développée dans les EAU – l'organisme régulateur de sûreté n'existe que depuis 2008, par exemple.

## 7.2. L'Afrique du Sud

Pour son programme nucléaire, l'Afrique du Sud, depuis 1998, avait mis tous ses espoirs dans le Réacteur modulaire à lits de boulets (PBMR). En 2006, cependant, il est clair que le PBMR sera au mieux retardé pour longtemps, au pire non viable. Aujourd'hui, il existe même peu de chance que le PBMR devienne une centrale de démonstration avant 2020 et Eskom, l'entreprise publique sud-africaine, n'a pas l'intention de commander d'autres unités de ce concept.

Le gouvernement sud-africain et Eskom ont alors commencé à parler d'un programme qu'ils appelaient de centrales nucléaires conventionnelles. En 2006<sup>62</sup>, le gouvernement prévoyait la mise en service d'une nouvelle unité entre 2010 et 2012.

*Même si de nombreux pays ont manifesté leur intérêt pour de nouvelles centrales nucléaires, le temps entre «l'expression d'un intérêt» et la commande ferme reste très long et de nombreux échecs peuvent se produire.*

Au milieu de 2007, Eskom vise une nouvelle capacité nucléaire de 20.000 MW pour 2025, bien que l'achèvement de la première unité soit retardé à 2014<sup>63</sup>. Le coût de construction avait été estimé à 2.500\$/kW. En janvier 2008, suite à son appel d'offre du mois de novembre l'année précédente, Eskom recevait deux propositions pour une nouvelle capacité nucléaire de 3.200 à 3.400 MW à moyen terme et jusqu'à 20.000 MW en 2025. Une des offres émanait d'Areva pour deux réacteurs EPR (et 10 de plus à long terme) et l'autre de Westinghouse pour trois AP1000 (et 17 de plus à long terme)<sup>64</sup>. Tous deux ont proclamé que leurs offres étaient «clés en main» sans clarifier s'il s'agissait du prix forfaitaire ou simplement de la totalité de la centrale. Il a été rapporté plus tard que les offres se situaient autour de 6.000\$/kW – plus du double du prix attendu<sup>65</sup>. Finalement en décembre 2008, Eskom abandonne son appel d'offre sous prétexte qu'il ne peut répondre à l'ampleur de l'investissement<sup>66</sup>. Et il le

fait en dépit de l'empressement de Coface, l'institution de garantie d'emprunts du gouvernement français, à offrir des garanties de crédit à l'exportation et malgré les déclarations d'Areva sur un arrangement pour 85% du financement<sup>67</sup>. En février 2009 Eskom abandonne également ses projets de construction de réacteurs PBMR<sup>68</sup>.

*Engineering News* rapporta que le problème était la cote de crédit d'Eskom<sup>69</sup>:

*En fait, l'agence de notation Standard & Poor's déclara jeudi que si le Trésor National Sud*

62 *Sunday Times*, 24 juin 2006, (South Africa), «SA Going Nuclear».

63 *Nucleonics Week*, 7 juin 2007, «Cabinet Mulls Policy as Eskom Launches Consultation on New Plant».

64 *Nucleonics Week*, 7 février 2008, «Eskom Gets Bids for Two EPRS, Three AP1000s, Bigger "Fleet"».

65 *Nucleonics Week*, 11 septembre 2008, «Big Cost Hikes Make Vendors Wary of Releasing Reactor Cost Estimates».

66 *Nucleonics Week*, 11 décembre 2008, «Eskom Cancels Tender for Initial Reactors».

67 *The Star*, 30 janvier 2009, «Nuclear Bid Had Funding – AREVA».

68 PBMR pty, «PBMR Considering Change in Product Strategy», Communiqué de presse, 5 février 2009. <http://www.pbmr.co.za/index.asp?Content=218&Article=104&Year=2009>

69 *Engineering News*, 5 décembre 2008, «Eskom Terminates Nuclear 1 Procurement Process, but SA Still Committed to Nuclear».

*Africain voulait que l'entreprise conserve sa notation actuelle BBB+ d'investissement et de crédit, il devait étendre «les garanties inconditionnelles opportunes» à tout le stock de la dette d'Eskom. Le Trésor National devait encore annoncer les détails de l'offre. En conséquence, le conseil d'Eskom a décidé de mettre fin au processus d'acquisition commerciale afin de choisir la meilleure offre pour la construction du projet Nuclear 1.*

L'histoire illustre bien qu'à elles seules les garanties d'emprunt ne suffisent pas à assurer le financement de projets nucléaires. Celui-ci devient également difficile quand la cote de crédit de la compagnie d'électricité est mise en danger.

### 7.3. Le Canada

En 2007, l'Ontario Power Authority (OPA), l'organisme public responsable de l'organisation du réseau électrique d'Ontario, présumait que les centrales nucléaires pou-

vaient être construites pour environ 2.900 \$CA / kW<sup>70</sup>. Le 16 juin 2008, le gouvernement canadien annonçait que Darlington (Ontario) serait le site d'un projet de construction de deux nouvelles tranches jumelles. Le 20 mai 2009, le bruit courait que pour la construction de ces nouvelles centrales au Canada depuis 25 ans, le gouvernement d'Ontario préférerait l'offre d'EACL à celles d'Areva et de Westinghouse. La mise en service de deux réacteurs est prévue pour 2018. Il est dit toutefois que le gouvernement provincial conditionne toute poursuite du projet à des garanties financières de l'État fédéral pour la couverture des risques que celui-ci implique<sup>71</sup>. Des trois offres reçues, seule celle d'EACL répondait à

*Les garanties d'emprunt ne suffisent pas à assurer le financement de projets nucléaires. Celui-ci devient également difficile quand la cote de crédit de la compagnie d'électricité est mise en danger.*

l'exigence de la province que le vendeur porte l'entière responsabilité des risques de construction et de dépassement des coûts<sup>72</sup>, ont déclaré Ontario Energy et le ministre de l'infrastructure George Smitherman.

Un rapport de presse<sup>73</sup> sur le montant des offres suggérait que celle d'Areva, non satisfaisante, était de 23,6 milliards de dollars CA (21 milliards de dollars US) pour deux EPR (1600MW chacun) ou 7.375 \$CA/kW (6.600 \$US/kW) alors que celle qui remplissait les conditions, l'offre d'EACL, était de 26 milliards de dollars CA (23 milliards de dollars US) pour deux ACRI1000 (1200MW chacun) ou 10.800 \$CA/kW (9.600 \$US/kW), atteignant quatre fois le montant prévu par

l'Ontario Power Authority (OPA), seulement deux ans auparavant. L'offre de Westinghouse, la dernière, se situait au milieu des deux autres. La décision de l'Ontario de suspendre l'appel d'offre n'est pas surprenante.

Par la suite, Areva a contesté le prix publié de leur offre sans néanmoins en dévoiler le prix réel. Il a été rapporté également que des services additionnels, avaient été rajoutés à ceux inclus dans le prix «instantané» : la construction de l'infrastructure de transmission et de distribution de l'électricité du site de Darlington aux clients du Nord Est des États-Unis ; le prix du combustible nucléaire pour 60 ans et les coûts de démantèlement<sup>74</sup>. Suite à son échec à obtenir l'offre, qui a mis son avenir de vendeur de réacteurs en doute, EACL a été mis en vente fin 2009<sup>75</sup>.

70 *Toronto Star*, 14 juillet 2009, «Nuclear Bid Rejected for 26 Billion: Ontario Ditched Plan for New Reactors over High Price Tag That Would Wipe Out 20-Year Budget».

71 *The Globe and Mail*, 20 mai 2009, «AECL Favoured to Build Ontario Reactors: Sources».

72 *Nucleonics Week*, 23 juillet 2009, «Areva Disputes EPR Cost Figure as Canadians Grapple with Risk Issue».

73 *Toronto Star*, «Nuclear Bid Rejected».

74 *Nucleonics Week*, «Areva Disputes EPR Cost».

75 *The Globe and Mail*, 18 décembre 2009, «Canada Puts Its Nuclear Pride on the Block»: «Under weight of record deficit, Tories seek bids on AECL's reactor wing. The Candus are a point of pride in Canada's engineering history and the sale is sparking fears the technology will leave the country».

## 7.4. La Turquie

La Turquie, qui publie des appels d'offre pour des centrales nucléaires depuis environ 30 ans, n'a pas encore passé de commande. En 2008, elle en publie un pour une nouvelle capacité nucléaire de 3000 à 5000MW. Les candidats doivent non seulement couvrir les coûts de construction mais exploiter la centrale pour une durée de 15 ans, et fournir de l'électricité à un prix réglementé<sup>76</sup>. Répondre à ces demandes comportait un risque élevé pour les vendeurs. À la date d'expiration (prolongée) en janvier 2009, malgré l'intérêt manifesté par les vendeurs GE-Hitachi, Toshiba/Westinghouse, Korea, et Areva, seul le russe Atomstroy Export (ASE) avait soumis une offre. Le prix rapporté de l'offre était de 211,6 \$/MWh<sup>77</sup>. Suite à son rapport au gouvernement statuant que l'offre était trop élevée pour poursuivre<sup>78</sup>, TETAS, la compagnie d'électricité nationale reçut une offre révisée à 151,6 \$/MWh. En novembre 2009, le gouvernement turc abandonne l'offre, menacée d'être invalidée par une décision de la Cour suite à une action de la Chambre Turque des Ingénieurs<sup>79</sup>.

## 7.5. L'Italie

En 1987, suite à un référendum, quatre centrales sont fermées et la construction d'une autre abandonnée. Le gouvernement Berlusconi a proposé une législation en vue de préparer la réintroduction du nucléaire en Italie. Quatre réacteurs EPR de 1650 MW pourraient être construits dès 2013, dans le cadre d'un contrat signé en février 2009 entre le groupe français EDF et la plus importante des entreprises productrices italiennes, ENEL. Les sites de ces unités n'ont pas encore été choisis. ENEL a déclaré que le coût de construction de chaque tranche s'élèverait aux alentours de 4

à 4,5 milliards d'euros (5,9 à 6,6 milliards de \$) ou 3.600 à 4.000\$ /kW<sup>80</sup>. Il y eut un peu de spéculation au sujet d'autres offres en compétition – par exemple celle du consortium mené par le groupe A2A, basé à Milan qui proposait un AP1000 – mais ces projets sont finalement beaucoup moins avancés que celui d'ENEL<sup>81</sup>.

## 7.6. Le Brésil

Le Brésil possède deux réacteurs nucléaires dont le premier, Angra-1, fut commandé à Westinghouse en 1970 et connut une période critique en 1981. En 1975, le Brésil signa avec l'Allemagne, ce qui reste encore aujourd'hui le plus gros contrat de l'histoire de l'industrie nucléaire pour la construction de huit réacteurs 1300 MW sur une période de 15 ans. Le résultat fut un désastre. Tout le programme fut abandonné en raison du fardeau de la dette toujours plus grande et l'intérêt manifeste de l'armée brésilienne pour les armes atomiques. Seul le premier réacteur du programme Angra-2 a finalement été raccordé au réseau électrique en juillet 2000 – 24 ans après le début de la construction. Celle d'Angra-3 a été arrêtée en juin 1991. Les tentatives de la compagnie Electronuclear pour faire reprendre sa construction ont été sans cesse retardées. En octobre 2009 le travail reprenait avec un objectif d'achèvement pour 2015<sup>82</sup>. En janvier 2010, Areva NP a adressé sa candidature au gouvernement allemand pour des garanties d'emprunt auprès de l'agence allemande de garantie de crédit, Hermes, pour achever Angra-3<sup>83</sup>.

Par ailleurs, le gouvernement brésilien avait l'intention d'annoncer fin 2009, les sites des quatre nouveaux réacteurs. Le ministre de l'énergie, Edison Lobao, a déclaré que chaque unité coû-

76 *Nucleonics Week*, 11 septembre 2008, «GE-Hitachi Plans Bid To Build ABWR in Turkey ; Other Vendors Cautious».

77 *Prime-Tass English-language Business Newswire*, 19 janvier 2009, «DJ Atomstroyexport Grp Revises Bid in Turkish Nuclear Tender – IHA».

78 *Turkey Today*, 30 juin 2009, «State-run TETAS Presents Report on Nuclear Power Tender to Energy Ministry».

79 *Agence France Presse*, 20 novembre 2009, «Turkey Scraps Nuclear Power Plant Tender».

80 *Nucleonics Week*, 8 octobre 2009, «Enel Targets 2020 for Operation of First Italian EPR Unit».

81 *Nucleonics Week*, 22 octobre 2009, «Milan Utility A2A Could Become Hub of AP1000 Consortium for Italy».

82 *Esmerk Brazil News*, 13 octobre 2009, «Brazil: Angra 3 Works Start».

83 *Taz, di tageszeitung*, 7 janvier 2010, «Siemens will Staatshilfe für Atom-Export».

terait environ 3 milliards de dollars et produirait jusqu'à 1500MW. Cette estimation de 2.000\$/kW est tout à fait irréaliste et de sérieux doutes subsistent quant à la suite que le Brésil donnera aux commandes nucléaires dans les cinq prochaines années.

## 7.7. L'Europe de l'Est

Dans ce paragraphe, nous examinerons les efforts de reprise du travail entrepris sur des centrales partiellement construites, en particulier en Bulgarie, en Roumanie et en République Slovaque. De nouveaux réacteurs sont envisagés pour les Pays baltes, la Pologne et la République Tchèque mais aucun n'est prêt à passer commande. En Bulgarie, en Roumanie et en République Slovaque, les projets sur des unités partiellement construites ont été reportés d'une décennie et leur achèvement est loin d'être certain.

### 7.7.1. La République slovaque

Il était prévu que Mochovce héberge quatre réacteurs soviétiques à eau pressurisée du concept WWER-440. Le travail sur ce site a été arrêté en 1990 mais repris ultérieurement sur deux unités qui elles ont été achevées en 1998 et 1999. En octobre 2004 le groupe italien ENEL acquiert 66 % de Slovenske Elektrarne (SE). Dans son offre, ENEL propose d'investir près de 2 milliards d'euros dans une nouvelle capacité de production, y compris l'achèvement des troisième et quatrième tranches de Mochovce. En février 2007 SE annonce la poursuite des travaux et l'accord d'ENEL pour un investissement de l'ordre de 1,8 milliards d'euros. Après avoir accordé sa permission sur la reprise de la construction en juillet 2008, la Commission européenne remarque que le réacteur n'a pas de structure de «confinement intégral», utilisé dans les dernières constructions récentes, prévues ou en cours en Europe, et exige de l'investisseur et des autorités nationales qu'ils introduisent les éléments additionnels nécessaires pour résister à l'impact d'un avion de petite taille. Malgré la pression exercée par le gouvernement slovaque, il fallut attendre fin juin pour réactiver la construc-

tion. Aujourd'hui, l'achèvement des deux tranches est respectivement prévu pour 2012 et 2013.

### 7.7.2. La Roumanie

La centrale de Cernavoda devait héberger 5 unités «Candu» au moment de son contrat de construction en 1980. Celle-ci a débuté la même année puis plus tard, tous les efforts ont été concentrés sur l'achèvement de l'unité 1, finalement mise en service en 1996. En 2007, une deuxième unité est achevée et des projets développés pour l'achèvement de deux unités supplémentaires. Des offres sont sollicitées pour amener un producteur d'électricité indépendant entre l'état, SNN en charge de l'exploitation et la maintenance, et un investisseur privé. Le financement s'est avéré difficile et les retards n'ont pas cessé. À l'origine, la mise en exploitation de l'unité 3 était prévue en octobre 2014 et celle de l'unité 4 au milieu de 2015. Ce calendrier a été révisé et l'achèvement de la première unité n'est pas attendu avant 2016 au plus tôt<sup>84</sup>.

### 7.7.3. La Bulgarie

C'est en 2003 que le gouvernement annonce son intention de reprendre la construction au site de Belene au nord de la Bulgarie. Celle-ci avait commencé en 1985, elle a été suspendue suite aux changements politiques de 1989 et officiellement arrêtée en 1992. En 2004 un appel d'offre pour l'achèvement d'une capacité nucléaire de 2000MW est publié. En octobre 2006, un consortium mené par la compagnie russe, Atom Stroy Export (ASE), a remporté le contrat de 4 milliards d'euros.

Un consortium pour la construction de Belene est mis en place, dans lequel l'entreprise d'état NEK détient le contrôle avec une part de 51%, les parts restantes étant mises en offre. Fin 2008, le groupe allemand, RWE, est choisi comme l'investisseur stratégique pourvu qu'il apporte jusqu'à 1,275 milliards d'euros et qu'il assure également un prêt anticipé de 300 millions d'euros. En décembre 2008, une joint venture, la Belene Power Company,

84 *Nucleonics Week*, 3 septembre 2009, «Economic Crisis Ends Romania's Plan for Majority Stake in Cernavoda-3, -4».

était formée. À la suite de quoi RWE se retira du projet et fin 2009, le financement était toujours en cours d'organisation<sup>85</sup>.

#### 7.7.4. Les autres pays

En 2009, CEZ, la compagnie électrique tchèque, a publié un appel d'offre pour la construction de deux nouveaux réacteurs sur le site de Temelin, qui en a déjà deux en service, avec la possibilité d'une troisième unité sur un autre site en activité, Dukovany<sup>86</sup>. Les soumissionnaires déjà annoncés sont Westinghouse, Atom Stroy Export et Areva alors que la décision finale n'est pas attendue avant début 2012.

L'achèvement des trois unités est prévu pour 2019, 2020 et 2023-2025.

Bien que le gouvernement polonais ait exprimé son intention de construire de nouvelles centrales nucléaires, les projets n'en sont toujours qu'au stade embryonnaire. Le gouvernement Lithuanien aimerait remplacer les deux réacteurs de conception soviétique mis à l'arrêt, mais manque de financement. À moins qu'un vendeur n'accepte de mettre en place un accord dans lequel un partenaire à lui, possède et exploite la centrale (comme Korea Electric avec les Émirats arabes unis), il y a peu de chance qu'une commande se concrétise.

---

85 *Balkans Business Digest*, 28 décembre 2009, «Moscow in Talks with Sofia Over Stake in Belene Nuke».

86 *Czech Republic Today*, 22 février 2010, «CEZ Admits All Bidders for Temelin Construction to Second Stage».



© Greenpeace / Nick Cobbing

## 8. Examen des estimations de coûts de construction

La majorité des estimations récentes proviennent d'entreprises aux États-Unis. Dans la mesure où pour obtenir des garanties d'emprunt, elles sont amenées à fournir aux régulateurs fédéraux des estimations sérieuses et rendre des

comptes sur les coûts qu'elles vont engager, ces évaluations sont peut-être plus fiables. Il existe néanmoins des informations sur trois appels d'offre auxquelles ont peut ajouter l'expérience d'Olkiluoto et Flamanville.

### 8.1. Les États-Unis

**Table 10 – Le coût de construction des centrales nucléaires américaines**

Centrale	Technologie	Estimation de coût (milliard \$US)	Estimation de coût \$US/kW
Bellefonte 3, 4	AP1000	5,6-10,4*	2.500-4.600
Lee 1, 2	AP1000	11*	4.900
Vogtle 3, 4	AP1000	9,9	4.190
Summer 2, 3	AP1000	11,5	4.900
Levy 1, 2	AP1000	14	5.900
Turkey Point 6, 7	AP1000	15-18	3.100-4.500
South Texas 3, 4	ABWR	17	6.500
Grand Gulf	ESBWR	10+	6.600+
River Bend	ESBWR	10+	6.600+
Bell Bend	EPR	13-15	8.100-10.000
Fermi	ESBWR	10	6.600+

Source : Différents articles de presse

Les estimations marquées d'une \* sont les coûts instantanés; les autres estimations englobent les intérêts

Le *tableau 10* donne les coûts de construction des centrales nucléaires américaines les plus récentes. Quelques éléments en ressortent. Premièrement, la plupart des estimations, les plus précises en particulier, concernent l'AP1000. Ce dernier et l'ABWR étant les seuls concepts à avoir achevé le processus de certification de l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) – même s'ils sont réexaminés à nouveau – l'évaluation de leur coût de construction est plus facile dans la mesure où ils sont plus proches de leur conception définitive. Ce tableau ne permet néanmoins pas de tirer de solides conclusions, à part celle

que les estimations de coûts semblent quatre fois supérieures au calcul de 1.000 \$/kW revendiqué par l'industrie nucléaire dans les années 1990, et qu'elles continuaient d'augmenter fin 2009. La base des calculs varie: certains incluent le financement, d'autres les coûts de transport. Les comparaisons directes ne sont donc pas fiables.

## 8.2. Les autres pays

Le *tableau 11* récapitule les récentes indications de coût données par les pays ayant au moins obtenu un appel d'offre.

**Tableau 11 – Offre pour des centrales nucléaires récentes (\$US/kW)**

Pays	Prévision avant l'offre	L'offre la plus basse/prix contractuel	L'estimation la plus récente	Statut
Afrique Sud	2.500	6.000	-	Offre abandonnée
Canada	2.600	6.600	-	Offre abandonnée
EAU	-	3.700	-	En attente de construction
France	-	2.700	3.300	Construction depuis 12/2008
Finlande		2.500	4.500	Construction depuis 07/2005

Source : Recherche de l'auteur

## 8.3. Résumé

Les estimations de coûts de construction de nouvelles centrales ont été multipliées par plus de cinq fois les dix dernières années et aucun signe de stabilisation n'est en vue. Toutes les expériences passées suggèrent que les coûts réels de construction se révèlent considérablement plus élevés que les devis. Ce qui reste plus difficile à établir cependant, est de savoir si les devis actuels sont vraiment considérablement plus élevés que les coûts précédents, et si c'est le cas, pourquoi ont-ils augmenté à ce point.

Sizewell B, la centrale la plus récente en Grande-Bretagne, n'a pas rencontré de problème

majeur dans sa phase de construction, et a coûté autour de 3 milliards de livres sterling, une somme assez conforme aux devis actuels et en même temps au prix des centrales américaines achevées dans les années 1990. Les concepteurs ont pu supposer que les concepts innovants pouvaient remplir les exigences de sûreté de manière plus simple et plus efficace en se débarassant du «bagage» acquis par les générations précédentes pour répondre aux défis posés par Three Mile Island et Tchernobyl. Peut-être que cette perception était illusoire et que les concepts ne sont pas moins compliqués. L'exigence de protection contre des attaques aériennes s'est elle aussi avérée plus onéreuse que ne l'avait anticipé l'industrie nucléaire. Le chiffre de 1.000\$/kW n'a

*Les estimations de coûts de construction de nouvelles centrales ont été multipliées par plus de cinq fois les dix dernières années et aucun signe de stabilisation n'est en vue.*

peut-être pas émergé «de bas en haut», à savoir sur la base d'études de concept mais de à partir de considérations «hiérarchiques» comme celle d'un coût nécessaire pour rendre le nucléaire compétitif. En bref, le chiffre de 1.000\$ /kW était un objectif imposé sans base technique. Plusieurs explications peuvent être données à l'ampleur de cette hausse des coûts<sup>87</sup>.

À savoir :

- une hausse rapide du prix des produits de base induite par la forte demande chinoise qui a affecté le coût de toutes les centrales électriques, mais plus gravement les centrales nucléaires en raison de leur taille ;

- le manque d'entreprises de production, ce qui signifie que ceux des producteurs d'électricité qui souhaitent construire des centrales nucléaires, prennent des options sur des éléments comme les réservoirs sous pression («pressuriseurs»);

- le manque des compétences nécessaires dû au fait que la main d'œuvre âgée n'est pas remplacée par des spécialistes plus jeunes ;

- la faiblesse du dollar ; et

- un plus grand conservatisme des compagnies d'électricité dans l'estimation de coût.

Plausibles à première vue, si on les examine de plus près, ces explications ne sont pas toutes convaincantes :

- **le prix des produits de base** : cette dernière décennie, le prix de nombreux métaux et autres matières premières a augmenté de manière significative – le fameux «effet chinois». Mais la baisse vertigineuse qu'ils ont connue suite à la crise financière, n'a pas été répercutée sur les estimations de coûts de construction ;

- **la pénurie des composants et le manque de connaissances** : l'agence Standard & Poor's<sup>88</sup>

met l'accent sur le problème de la pénurie des composants des installations de production et identifie celle des pressuriseurs, des caloporteurs et des turbines forgées comme particulièrement problématique. Un seul fournisseur, Japan Steel Works, travaille les métaux lourds nécessaires aux pressuriseurs. Une forte demande conduirait certainement à une augmentation de capacité, mais en même temps la lenteur du processus de certification des composants nucléaires fait que les entreprises sont peu disposées à engager l'investissement nécessaire sans garantie solide d'une demande à long-terme. Comme contrainte importante, l'agence relève également le manque de connaissances en précisant que de telles connaissances ne sont ni facilement ni rapidement comblées. Elle exige que les États-Unis s'appuient sur l'expertise des pays étrangers, la France et le Japon pour commencer ;

- **l'instabilité monétaire**: les valeurs monétaires ont été particulièrement volatiles ces deux dernières années, avec un dollar historiquement bas par rapport aux monnaies européennes. De novembre 2005 à juillet 2008, la valeur du dollar est tombée de 1€=1,17\$ à 1€=1,57\$. En novembre néanmoins, le dollar avait regagné une partie de sa valeur à 1€=1,27\$. Il est probable qu'une partie au moins de la hausse du coût soit liée à la baisse du dollar américain, en augmentant le prix exprimé en dollars de certaines matières mais pas nécessairement en euros ;

- **le conservatisme de l'entreprise d'électricité** : une plus grande vigilance des compagnies d'électricité en ce qui concerne leurs devis et l'éventualité de conséquences financières, est une des choses difficiles à quantifier. L'expérience d'Olkiluoto et la conviction que les régulateurs ainsi que le public risquent d'être moins indulgents envers les dépassements que par le passé, inciteront les entreprises à y intégrer plus d'imprévus.

87 Pour plus de détails sur ces sujets, voir *Standard & Poor's*, «Construction Costs To Soar for New U.S. Nuclear Power Plants» (2008).

88 Ibid.



## 9. Les subventions publiques et leur ampleur

Des études menées successivement en 1989, 1995 et 2002 par le gouvernement britannique, arrivent à la conclusion que dans un marché de l'électricité libéralisé, sans subventions ni garanties publiques pour en limiter les coûts, les producteurs refuseraient de construire des centrales nucléaires. Ces observations peuvent s'appliquer dans la plupart des pays où les compagnies productrices ont perdu leur monopole. Seule la dernière commande finlandaise fait exception. Le statut particulier de l'acheteur en Finlande (voir *page 30*), une association sans but lucratif contrôlée par les compagnies industrielles contractées pour acheter la production électrique de la centrale, a peu de chance de faire exemple.

Le programme américain de relance nucléaire a démontré que la condition clé de la commande était, soit une couverture gouvernementale par garanties d'emprunts, soit un engagement réglementaire autorisant à l'entreprise le recouvrement des frais auprès des consommateurs. Ces conditions permettent aux compagnies d'électricité d'emprunter les sommes dont elles ont besoin à moindre frais.

Les secteurs pour lesquels des subventions et garanties pourraient aussi être exigées, sont en particulier ceux qui ne sont pas complètement sous le contrôle des propriétaires. À savoir:

— **les coûts de construction.** Les coûts d'une nouvelle centrale nucléaire seraient élevés avec un risque important de dépassement. Le gouvernement pourrait alors être amené à limiter les frais dont un investisseur privé devrait s'acquitter ;

— **la performance d'exploitation.** Le risque que la performance soit plus faible que prévue est important. Cette responsabilité est en grande partie dans les mains des propriétaires. Il n'est pas sûr que la confiance des entrepreneurs en leurs capacités soit suffisante pour accepter ce risque ;

— **les coûts d'exploitation et de maintenance hors combustible.** Ils sont aussi sous la responsabilité des propriétaires qui pourraient accepter d'en prendre le risque ;

— **le coût du combustible nucléaire.** L'achat de combustible n'est généralement pas considéré comme une activité à risque. L'uranium est facilement accumulé et une hausse du prix d'achat du combustible est gérable. Le coût du traitement du combustible usé (dans le cas où

son retraitement n'est pas envisagé) est, quant à lui, beaucoup plus controversé, et les propriétaires de centrales pourraient appuyer l'idée d'une limite sur le coût du traitement, semblable aux arrangements américains ;

— **les coûts de démantèlement.** Ils sont très difficiles à prévoir mais devraient connaître une hausse importante dans le futur. Le versement de contributions à un fonds de démantèlement séparé et bien conçu semble une idée réalisable. Mais dans le cas où les estimations actuelles de démantèlement et d'élimination des déchets devaient se révéler trop faibles ou les retours sur investissements du fonds plus bas que prévus, il faudrait les réajuster. Les investisseurs privés

pourraient alors vouloir mettre une «limite» à leurs contributions.

Les premières unités construites supportant les coûts de mise en place de la technologie devraient bénéficier de garanties particulièrement étendues. Si l'expérience avec plusieurs centrales construites s'avère positive, il est possible que le marché accepte de porter une part plus importante du risque. Il n'en reste pas moins qu'un engagement politique en faveur du nucléaire ne donne en aucun cas l'assurance de l'exécution d'un programme. Il est bon de rappeler que les administrations Reagan et Thatcher, qui avaient prédit la renaissance de l'industrie nucléaire, ont présidé au déclin brutal de sa prospérité.

## CONCLUSIONS

Dans la décennie qui a suivi l'annonce de la renaissance nucléaire à partir des concepts de la troisième Génération à la fin des années 1990, les prévisions économiques des nouvelles centrales se sont détériorées de manière dramatique. Ce qui a paradoxalement renforcé la détermination de beaucoup de gouvernements, y compris les États-Unis, la Grande-Bretagne et l'Italie, à forcer la commande de nouvelles centrales nucléaires. Bien sûr, ces efforts étaient intimement liés à la personnalité des leaders de ces pays : Bush, Blair et Berlusconi. Un tel soutien politique, tout en étant une force de facilitation puissante, avec par exemple, la réduction des procédures de planification et la mise à disposition de subventions publiques, peut aussi devenir une faiblesse. Lors d'un changement de gouvernement, le nouveau peut se montrer moins enthousiaste.

Une partie de ce regain d'enthousiasme est basée sur l'idée manifestement erronée que le développement du nucléaire pourrait être une solution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'électricité constitue en général seulement 20% de la demande énergétique finale et même si cette proportion devait quelque peu augmenter, ainsi que celle de la demande d'électricité d'origine nucléaire, celle-ci ne dépasserait pas de beaucoup les 10%. Multiplier la capacité nucléaire mondiale par quatre ou par cinq soulèverait d'importantes questions – la capacité des ressources d'uranium, la disponibilité de sites potentiels et l'élimination des déchets par exemple – et ce même si les matériaux, les connaissances et les ressources financières étaient réunis.

Pendant trente ans, le taux de commande de nouvelles centrales nucléaires dans le monde entier a été très bas. Les commandes de la Chine et, dans une moindre mesure de la Corée du Sud et la Russie, sont responsables de l'augmentation significative du nombre de centrales en

construction ces dernières années – en janvier 2010, on dénombrait seulement 20 centrales en construction en Chine. Ces commandes concernent surtout les concepts des générations précédentes et sont en général honorées par des vendeurs nationaux. Les marchés susceptibles de reprendre dans l'éventualité de cette renaissance, tels que les États-Unis, la Grande-Bretagne et l'Italie ne sont pas prêts à passer commande avant quelques années, et les concepts de la Génération III+ sont eux aussi à quelques années de leur phase de démonstration en exploitation.

Un soutien politique assidu peut favoriser la renaissance nucléaire jusqu'à un certain point, mais sans fondamentaux technologiques et économiques justes, il s'avérera – comme avec Thatcher et Reagan dans les années 1980 – en fin de compte insuffisant. Ce rapport veut mettre l'accent sur l'économie, mais l'économie et la technologie s'entchevêtrent. En principe, la fabrication de presque n'importe quel concept peut répondre aux normes de sûreté exigées par les autorités de régulation, mais le coût pourrait être prohibitif.

Il a été prouvé qu'obtenir l'approbation réglementaire pour des concepts innovants était plus difficile que prévu. Le Programme Nucléaire américain 2010 a été lancé avec l'objectif de mettre en service un concept de Génération III+ sur le territoire d'ici 2010. Il semble qu'à cette date, seul le concept (AP1000) puisse obtenir la certification de conception et qu'il est même en cours de réévaluation après une demande de révisions le concernant. Début 2010, il était clair qu'aucun des concepts ne seraient complètement validés avant 2011, et peut-être plus tard. Des solutions aux questions importantes – comme celle du Système de Contrôle et d'Instrumentation pour l'EPR<sup>89</sup> et du bouclier de l'AP1000<sup>90</sup> – existent certainement, mais elles risquent d'entraîner des coûts supplémentaires et des retards.

89 Voir par exemple, *Health & Safety Executive*, «Joint Regulatory Position Statement on the EPR Pressurized Water Reactor», No: V4 22/10/2009, 2 novembre 2009, <http://www.hse.gov.uk/PRESS/2009/hse221009.htm>

90 Voir par exemple, Nuclear Regulatory Commission, *NRC Informs Westinghouse of Safety Issues with AP1000 Shield Building*, <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2009/09-173.html>

Il existe des raisons à la difficulté de prévision du coût d'une centrale nucléaire et la controverse que cela soulève :

- plusieurs facteurs sont liés à des processus non testés à l'échelle commerciale, comme le démantèlement et l'élimination des déchets, en particulier les déchets de moyenne et de haute activité. L'expérience nucléaire démontre que des processus non testés s'avèrent généralement beaucoup plus coûteux que prévus. Le risque que ces coûts aient donc été très sous-estimés existe ;

- l'absence de réponse «correcte» en ce qui concerne d'autres facteurs. Par exemple sur le fait que le taux d'actualisation puisse varier considérablement et le manque de consensus sur la façon de fixer les provisions de démantèlement ;

- le manque de données récentes fiables sur les centrales nucléaires existantes. Les compagnies d'électricité restent secrètes sur les coûts qu'elles encourent. En même temps, seul un petit nombre de commandes ont été passées en Europe occidentale ces deux dernières décennies et pas une seule en Amérique du Nord depuis les années 1980. Tous les concepts modernes restent donc non testés.

Les quatre dernières décennies sont le témoin d'un écart consistant entre la performance des centrales nucléaires existantes, et celle prévue pour les nouvelles. Ces prévisions sont presque toujours trop optimistes. L'écart entre les prévisions de performance économique pour la nouvelle génération et celle des centrales existantes est plus important que jamais. Le fait que des prévisions se soient avérées erronées dans le passé ne signifie pas qu'elles le sont forcément aujourd'hui. Mais qu'il faut traiter celles reposant sur des améliorations de performance majeures avec scepticisme.

Les hypothèses les plus importantes sont les suivantes :

- le coût de construction ;
- la performance d'exploitation ;
- le coût d'exploitation et de maintenance hors combustible ;
- le coût du combustible nucléaire ;
- le coût de démantèlement.

Les centrales nucléaires ne peuvent être construites que dans les pays bénéficiant de garanties gouvernementales et de subventions.

Des garanties commerciales pour un prix d'achat garanti de la production des centrales sont également nécessaires. Il n'est pas certain qu'un paquet «d'aides publiques» de cette ampleur soit acceptable dans le cadre du droit européen de la concurrence.

*Ce regain d'enthousiasme pour le nucléaire est basé sur l'idée manifestement erronée que le développement du nucléaire pourrait être une solution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.*

La disparité entre les intérêts commerciaux des compagnies et ceux de la société dans son ensemble est considérable. Les coûts encourus dans un futur lointain – qu'ils soient élevés ou incertains – ont peu de poids dans les évaluations des coûts commerciaux, et les compagnies sont déliées du risque d'accidents nucléaires par des traités internationaux. Les estimations de coûts qu'elles produisent doivent donc être corrigées afin de s'intégrer dans une perspective sociétale élargie.

Comme pour le grand nombre de prédictions de «second avènement» de l'énergie nucléaire qui existent depuis 1980, le résultat de «la renaissance» actuelle ne se traduira pas par une inflation de commandes nucléaires. Les pays où les commandes nucléaires n'ont pas été problématiques continueront à commander des centrales. Mais

dans ces pays aussi, l'enthousiasme diminuera au fur et à mesure que l'inflation des coûts deviendra apparente, que les problèmes d'élimination des déchets resteront sans réponse et que les capacités nucléaires diminueront.

Dans les «pays de la renaissance», un petit nombre de centrales verront le jour, prouvant que leur construction n'est possible que si les gouvernements sont prêts à accorder des subventions importantes, et à se passer du processus de consultation démocratique. La véritable perte cependant – comme les dernières décennies – sera le coût d'opportunité, de ne pas explorer des choix plus rentables plus à même de remplir les objectifs de fournir une énergie abordable, fiable et propre – ou des gains d'efficience. La courbe

des coûts de l'énergie nucléaire a toujours été ascendante. En d'autres mots, au lieu de diminuer à travers le temps en raison de l'expérience, des économies d'échelle et des effets du progrès technique, comme c'est le cas pour la majorité des technologies, les coûts du nucléaire ne cessent d'augmenter. Des analyses de Froggatt et Schneider (2010) démontrent que l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables sont de loin plus rentables que l'énergie nucléaire, et leur courbe des coûts descendante<sup>91</sup>. Si une partie seulement des ressources déversées dans une nouvelle tentative stérile de relance du nucléaire leur étaient allouées, l'écart économique entre l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables d'un côté, et le nucléaire de l'autre, se creuserait sans doute davantage.

---

91 A. Froggatt (avec M. Schneider), «Systems for Change: Nuclear Power vs. Energy Efficiency and Renewables?», étude réalisée pour la Fondation Heinrich Böll, avril 2010.

## APPENDICES

### APPENDICE 1 :

#### LA TECHNOLOGIE DES RÉACTEURS, CONCEPTS ACTUELS ET VENDEURS

##### La technologies des réacteurs

Les réacteurs nucléaires sont généralement classés en fonction du caloporteur (fluide refroidissant) et du modérateur qu'ils utilisent. Le caloporteur est le fluide (gaz ou liquide) qui sert à transporter la chaleur du cœur du réacteur au générateur de turbine. Le modérateur est un moyen de réduire la vitesse des neutrons pour les maintenir le plus longtemps possible dans le cœur et favoriser la réaction en chaîne. Plusieurs combinaisons de caloporteur/modérateur sont possibles, mais les réacteurs actuellement en service ou en offre, reposent sur quatre caloporteurs et trois modérateurs.

Le type de centrale la plus répandu appartient à la filière des réacteurs à eau légère (REL), dont il existe deux variantes, le réacteur à eau pressurisée (REP), et le réacteur à eau bouillante (REB). Ceux-ci sont alimentés par des unités de propulsion sous-marine et utilisent de l'eau ordinaire («eau légère») comme caloporteur et modérateur. Si l'avantage de l'eau est son bas prix, il reste néanmoins qu'elle n'est pas le modérateur le plus efficace (au lieu de «rebondir» une partie des neutrons est absorbée par les molécules d'eau). Par conséquent, la proportion d'isotope actif d'uranium doit être augmentée et passer de 0,7 %, qui est le montant de l'uranium naturel, à plus de 3%. Et ce processus est coûteux.

Le désavantage de l'eau, comme caloporteur est qu'elle ne peut fonctionner que comme un liquide. S'il y a une rupture dans le circuit refroidissant, l'eau se mettra à bouillir et ne remplira plus son rôle. La prévention «d'accidents de perte de refroidissement» est donc une des priorités majeures dans la conception du réacteur. La différence principale entre un REP et un REB est que dans ce dernier, l'eau peut bouillir et passer directement dans le circuit du générateur de turbine, lui-même activé par la vapeur produite

par le réacteur. Dans un REP, l'eau de refroidissement est maintenue liquide par la pression. Un échangeur de chaleur (générateur de vapeur) est un dispositif de transfert de l'énergie à un circuit secondaire où l'eau peut bouillir et activer directement la turbine. Les réacteurs REB sont donc moins complexes que les REP, mais du fait que l'eau de refroidissement soit amenée directement à la turbine, la contamination radioactive de la centrale est plus importante. La plupart des centrales de conception russe, les WWER, sont essentiellement des REP. La Grande-Bretagne a un REP en exploitation mais pas de REB.

Quelques centrales utilisent «l'eau lourde» comme caloporteur et modérateur, et le plus répandu de cette filière est le réacteur Candu conçu au Canada. Dans l'eau lourde, l'isotope stable de l'hydrogène, le *deuterium*, remplace la forme la plus commune de l'atome. L'eau lourde est un modérateur plus efficace et les centrales Candu peuvent utiliser de l'uranium naturel (enrichi). Cependant, sa grande efficacité est contrebalancée par le coût de production de l'eau lourde. Une proposition de concept Candu innovant existe, qui utiliserait de l'eau légère comme caloporteur et de l'eau lourde comme modérateur, mais le concept est toujours à l'étude.

Toutes les centrales anglaises à l'exception de Sizewell B sont refroidies au dioxyde de carbone et modérées par le graphite. La majorité des centrales de première génération, les Magnox, utilisant l'uranium naturel, n'ont pas pu, sur le long terme, produire au plein rendement de leur concept parce qu'au contact de l'eau, le dioxyde de carbone devenait acide et entraînait la corrosion des canalisations. Les centrales de la seconde génération utilisent de l'uranium enrichi et des matériaux améliorés qui empêchent la corrosion. Le graphite est un modérateur efficace mais bien plus cher que l'eau. Ses inconvénients sont son inflammabilité et sa tendance à se fissurer et se déformer quand exposé à des radiations. Le concept de Tchernobyl, le RBMK, utilisait aussi du graphite comme modérateur mais l'eau légère comme caloporteur. Les réacteurs utilisant l'hélium comme caloporteur et le graphite comme modérateur, appelés Réacteurs à haute température refroidis par gaz (RHTRG)

ont suscité un intérêt constant. L'hélium, entièrement inerte, est un caloporteur efficace mais cher. L'utilisation de l'hélium et du graphite signifie que le réacteur agit à une plus grande température qu'un réacteur refroidi à l'eau légère ou au dioxyde de carbone. Ce qui permet la transformation d'une plus grande quantité d'énergie thermique en électricité et parallèlement l'utilisation de la chaleur dans des processus industriels. Et pourtant, malgré des recherches dans plusieurs pays – y compris la Grande-Bretagne, depuis plus de 50 ans – aucun concept commercial n'a jamais été construit, seulement des centrales de démonstration avec de piètres résultats.

Les concepts de Génération IV ont fait l'objet de discussions<sup>92</sup>. Selon le Ministère de l'Énergie américain (USDOE), les concepts de Génération III+ sont «évolutifs» tandis que ceux de Génération IV sont «révolutionnaires». Ils sont décrits comme «plus sûrs, durables, économiques, plus résistants à la prolifération et plus solides». Ce qui différencie essentiellement ces concepts des technologies actuelles est qu'ils utilisent beaucoup plus l'uranium naturel, grâce par exemple à l'usage de «cycles de surgénération» permettant de récupérer les 99,3 % d'uranium naturel que les réacteurs existants n'utilisent pas. Ils fonctionnent aussi à des températures plus élevées et pourraient par exemple servir à produire de l'hydrogène. Six technologies ont été décrites comme les plus prometteuses :

- les réacteurs rapides refroidis au gaz ;
- les réacteurs rapides refroidis au plomb ;
- les réacteurs à sels fondus ;
- les réacteurs rapides refroidis au sodium ;
- les réacteurs refroidis à l'eau supercritique ;
- les réacteurs à très haute température refroidis par gaz.

Seuls les réacteurs rapides refroidis au sodium et les réacteurs à très haute température refroidis par gaz ont été développés de manière significative dans des centrales en exploitation. Et pourtant ces deux technologies se sont révélées probléma-

tiques. Les réacteurs rapides refroidis au sodium sont exploités depuis les années 1960 et beaucoup de pays ont choisi des réacteurs incluant des surgénérateurs refroidis au sodium. Ceux-ci s'étant avérés très coûteux et non fiables, peu de pays maintiennent cette technologie aujourd'hui. Les réacteurs à très haute température refroidis par gaz ont été développés dans beaucoup de pays à partir des années 1960, mais s'étant également révélés non commercialisables, la plupart des pays ne donne pas suite à cette technologie.

À la question de savoir si l'une de ces technologies peut être commercialisée, il semble que même leurs partisans reconnaissent qu'une option commerciale ne peut exister avant 2030. Ainsi ne manifestent-ils pas d'intérêt pour les choix actuels de réacteurs.

## Les concepteurs actuels et les vendeurs

Les concepts les plus appropriés à la commande occidentale la prochaine décennie, sont ceux qu'on appelle de Génération III+. Les commandes liées aux concepts de première génération ont été passées dans les années 1950 et 1960. La majorité des unités en service actuellement sont des concepts de deuxième génération y compris les centrales commandées entre la fin des années 1960 et le début des années 1980. Les concepts de Génération III sont ceux commandés entre le début des années 1980 jusqu'aux environs de l'année 2000. Ceux-ci ont, dès le début, intégré les leçons importantes de l'accident de Three Mile Island.

La différence la plus importante entre les centrales de Génération III et celles de Génération III+, conçues après le désastre de Tchernobyl, est que ces dernières ont intégré un niveau de sûreté «passive» plus élevé par opposition à la sûreté «d'usine» de Tchernobyl. En ce qui concerne d'éventuels refroidissements d'urgence, par exemple, les concepts de Génération III+, reposent moins sur les systèmes fabriqués et plus sur les processus naturels, comme la convection.

92 Pour plus d'informations sur la technologie génération IV, voir the Generation IV International Forum à <http://www.gen-4.org/>

Depuis les attaques du 11 septembre, tout concept innovant doit faire la preuve de sa résistance à une agression aérienne commerciale.

De nombreux concepts ont été annoncés mais beaucoup sont loin d'être finalisés, sans l'approbation réglementaire, et avec des perspectives de commandes limitées. Il n'existe pas de définition claire de la génération à laquelle tel concept appartiendrait, mais les caractéristiques principales du concept de Génération III+, à part le fait qu'il ait été conçu les quinze dernières années, sont les suivantes:

- un concept standardisé pour accélérer le processus de certification, réduire les coûts de capital et le temps de construction ;
- un concept plus simple et plus robuste, plus facile au fonctionnement et moins vulnérable aux difficultés d'exploitation ;
- une disponibilité plus grande et une durée d'exploitation plus longue – généralement 60 ans;
- une éventualité d'accidents de fusion dans le cœur réduite ;
- un impact minimal sur l'environnement;
- un taux de combustion plus élevé pour réduire l'utilisation de combustible et la quantité de déchets;
- l'utilisation d'absorbants combustibles (poisons) pour prolonger la vie du combustible<sup>93</sup>.

Ces caractéristiques sont loin d'être précises sur ce qui différencie exactement une centrale de Génération III+ des concepts précédents, à part avoir été conçue à partir des modèles existants. Dans les descriptions qui suivent, nous nous concentrerons sur les concepts qui ont été commandés, ou ceux en cours d'évaluation auprès des régulateurs de sûreté.

### Réacteurs à eau pressurisée (REP)

Les quatre vendeurs indépendants importants de la technologie REP dont les concepts actuels dérivent sont: Westinghouse, Combustion

Engineering, Babcock & Wilcox (B&W), et le vendeur russe, Rosatom.

### Westinghouse

La technologie Westinghouse est la plus utilisée et celle dont la licence est la plus répandue. Ses concessionnaires principaux sont la compagnie française Areva (connue jusqu'à 2001 sous le nom de Framatome), Siemens (Allemagne) et Mitsubishi (Japon). Bien que ses centrales aient été vendues dans le monde entier, Westinghouse n'avait reçu qu'une seule commande ces 25 dernières années (pour Sizewell B) avant les quatre de la Chine en 2008. Sa dernière commande aux États-Unis (non annulée par la suite) remonte à plus de 30 ans. En 1998, BNFL (British Nuclear Fuels limited) reprend le département nucléaire de Westinghouse qui est lui même revendu à Toshiba en 2006. Le concept actuel le plus important de Westinghouse est l'AP1000, même s'il n'a bénéficié que de quatre commandes pour quatre unités, toutes en Chine.

L'AP1000 (Avancé passif) a été développé à partir du concept de l'AP-600. L'AP-600 était né de la volonté de renforcer l'usage de la sûreté passive et du fait que les économies d'échelle (des unités plus grandes en opposition à un plus grand nombre d'unités) avaient été surestimées. Un directeur de Westinghouse avait justifié le choix d'une tranche de 600 MW au lieu de 1.000-1.300 MW en affirmant que «les économies d'échelle ne sont plus en vigueur»<sup>94</sup>. L'AP-600 accomplit le processus réglementaire américain et reçut l'approbation de sûreté en 1999. Il était acquis alors que le concept ne serait jamais économique et l'AP-600 ne figura jamais dans les appels d'offres. Sa puissance fut augmentée à environ 1.150MW dans l'espoir que le concept devienne compétitif grâce aux économies d'échelle. En septembre 2004, l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) accorde à l'AP1000 de Westinghouse, l'approbation finale de conception, valable 5 ans. En 2006, elle édite un Certificat de conception standard, valable

93 <http://www.uic.com.au/nip16.htm>

94 *Nucleonics Week Special Report*, 30 mars 1989, «Outlook on Advanced Reactors», p. 3.

15 ans. Par la suite, Westinghouse a malgré tout soumis à la NRC des changements de concept qui ne seront pas acceptés avant 2011. L'AP1000 fait partie des concepts en cours d'évaluation à la NII, (autorités de sûreté britanniques), dans le cadre de son programme d'évaluation de la conception générique (GDA), lancé en 2007. Les experts prévoient la fin de l'évaluation vers le milieu de 2011, ce qui ne garantit pas que le projet soit accepté.

### Areva

Framatome et Siemens, tous les deux séparés de Westinghouse, fusionnent leur secteur nucléaire en 2000, à raison de 66% pour Framatome et le reste pour Siemens. Le secteur Framatome est aujourd'hui contrôlé par le groupe Areva, dont l'État français est propriétaire à 90%. En 2001, Framatome est renommé Areva NP. En 2009 Siemens dévoile son intention de sortir de la joint venture et fin 2009, les détails du retrait étaient toujours en négociation. Framatome a fourni toutes les centrales REP en France (58 tranches) et exporté des centrales en Afrique du Sud, Corée du Sud, en Chine et en Belgique. Siemens a fourni 10 des 11 REP construits en Allemagne et en a exportés aux Pays-Bas, en Suisse, et au Brésil.

Le seul concept REP de Génération III+ avec une expérience de construction significative, est le Réacteur Européen à eau Pressurisé (EPR). En février 2005, le gouvernement finnois délivrait le permis de construction de l'EPR au site d'Olkiluoto laquelle débuta l'été de la même année. La construction d'un EPR sur le site de Flamanville en France commença en 2007. Deux EPR ont été commandés par la Chine, mais fin 2009, l'expérience de construction restait minimale. L'EPR reçut l'approbation de sûreté préliminaire des autorités françaises en septembre 2004 et celle des autorités finnoises en janvier 2005, alors qu'on sait aujourd'hui – voir ci-dessous – que de nombreux détails du

concept devaient encore être finalisés. Areva, en collaboration avec Constellation Energy, a demandé à la NRC de procéder à la certification de l'EPR aux États-Unis, dans le cadre du programme nucléaire 2010. Il y a peu de chance que l'approbation finale soit donnée avant 2012. Comme l'AP1000, l'EPR fait partie des concepts examinés par la NII, dans le cadre de son programme d'évaluation de la conception générique (GDA) et dont la fin est prévue vers le milieu 2011. Ce qui, comme pour l'AP1000, ne garantit pas la certification. L'abréviation EPR, pour le marché américain, signifie Réacteur nucléaire évolutif.

L'EPR d'Olkiluoto (Finlande) a une puissance de 1.600 MW. Elle a depuis été poussée à 1.700 MW pour les commandes ultérieures. Le concept est une combinaison du modèle antérieur de Framatome, le N4, et d'éléments du modèle antérieur de Siemens, «Konvoi». Une réduction du temps de ravitaillement devrait permettre un facteur de charge<sup>95</sup> d'environ 90%.

### Mitsubishi

Mitsubishi a fourni des réacteurs à eau pressurisée au Japon, et y a construit 22 tranches. Il n'avait par contre jamais tenté de vendre des centrales sur le marché international avant de les avoir proposées dans le cadre du Programme nucléaire américain 2010. Mitsubishi a lancé le REP avec Westinghouse, son donneur de licence de technologie, autour de 1980, mais les premières commandes ont été continuellement retardées. Pendant une dizaine d'année, celles d'une unité pour le site de Tsuruga (Japon) devaient à chaque fois se concrétiser dans l'année, mais fin 2009, la commande n'était toujours pas confirmée. Un modèle plus avancé du REP est examiné par l'Autorité de sûreté nucléaire américaine, la NRC et une compagnie électrique américaine, la TXU, prévoit de le commander. L'évaluation de la NII ne devrait prendre fin que vers 2012.

<sup>95</sup> Le facteur de charge annuel (ou de durée de vie) est le rapport entre le taux production annuel (ou de durée de vie) d'une centrale et son taux de production annuel (ou de durée de vie) si elle avait fonctionné à sa puissance nominale sans interruption.

### Combustion Engineering

Combustion Engineering (CE) a fabriqué son propre modèle de REP, installé aux États-Unis. En dehors de ceux-ci, la licence de technologie appartenait à Korea. En 1996, le département nucléaire de Combustion Engineering est racheté par ABB, repris à son tour par BNFL en 1999. CE fait maintenant partie de la division Westinghouse et a été revendu de ce fait à Toshiba en 2006. Le concept System 80+ de CE a reçu l'approbation réglementaire aux États-Unis en 1997. System 80+ n'est pas mis en vente par Westinghouse qui autorise toutefois le vendeur sud-coréen Doosan à utiliser le concept pour développer son APR-1400, commandé par la Corée du Sud en 2008. Celle-ci avait dans le cadre d'un appel d'offre chinois en 2005, proposé son concept pour une centrale de Génération III, mais le projet fut rejeté. En décembre 2009, la Corée du Sud remporte un appel d'offre pour l'installation de quatre tranches aux Émirats arabes unis et les fournisseurs prévoient maintenant de proposer le concept à la Turquie.

### Babcock & Wilcox

Babcock & Wilcox (B&W) a fourni son propre concept de REP sur le marché américain. L'accident de Three Mile Island a mis fin par la suite à leur intérêt pour la vente nucléaire. À l'extérieur des États-Unis, seule une centrale de concept B&W a été construite sous licence en Allemagne. Fermée en 1988 pour des problèmes de certification, très vite après son achèvement en 1986, elle ne sera pas réactivée.

### Rosatom/Atom Stroy Export

Les exportations de technologie russe se font par l'intermédiaire d'Atom Stroy Export (ASE), qui fait partie de la société Rosatom. En 2009, Siemens était en négociation avec Rosatom pour une joint venture de vente de la technologie russe. Le concept russe le plus récent est l'AES-2006/WWER-1200 (filiale REP) produisant environ 1.200 MW, proposé depuis 2006. Deux sites en Russie (Leningrad et Novovoronezh) en ont chacun commandé deux tranches. En 2008,

le concept remporte un appel d'offre pour une construction en Turquie. Bien qu'étant la seule offre, le contrat est finalement retiré en raison de son prix trop élevé. Il se peut qu'il soit envisagé pour des projets en Finlande et en Inde.

### Réacteurs à eau bouillante (REB)

La compagnie américaine General Electric (GE), principal constructeur de REB a fourni un grand nombre de centrales aux États-Unis et sur des marchés internationaux comme l'Allemagne, le Japon, la Suisse, l'Espagne et le Mexique. Parmi les détenteurs de licence, on trouve AEG (repris par la suite par Siemens), Hitachi et Toshiba. Le secteur nucléaire de Siemens (qui fait aujourd'hui partie d'Areva) a bien proposé son modèle SWR, dans le cadre de l'appel d'offre pour Olkiluoto, mais malgré cela celui-ci reste loin de pouvoir être commercialisé.

### GE-Hitachi et Toshiba

Les détenteurs de licences japonais continuent de proposer des REB au Japon où on trouve à l'heure actuelle 32 REB en exploitation ou en construction. GE a vendu quelques centrales têtes de série au Japon puis Hitachi et Toshiba se sont partagé les autres. Le REB Avancé (l'ABWR) a été développé au Japon conjointement par Hitachi et Toshiba avec leur donneur de licence, GE. Les deux premières commandes ont été placées en 1992 et achevées en 1996/97. Fin 2009, il y avait quatre ABWR en exploitation, un en construction au Japon et deux à Taiwan. L'approbation de sûreté accordée à l'ABWR en 1997 aux États-Unis, expire en 2012. Le concept est aujourd'hui proposé par une joint venture GE-Hitachi et par Toshiba, qui maintenant opère seul, et sera resoumis à l'approbation de l'Autorité de sûreté nucléaire américaine, la NRC, dans un modèle amélioré. On ne connaît pas encore l'ampleur des modifications exigées par la NRC et le temps que prendra cette nouvelle procédure de certification. Le concept innovant devra inévitablement faire la preuve d'une protection renforcée contre les attaques aériennes, par rapport au modèle antérieur. Le concept REB Avancé devrait en principe être

classé dans la Génération III, mais s'il obtient le renouvellement de sa certification par la NRC, il pourrait rentrer dans la catégorie des réacteurs de Génération III+. Une compagnie électrique, la NRG, projette de construire des REB Avancés dans le cadre du Programme nucléaire américain 2010.

Le Réacteur Economique Simplifié à eau bouillante, (l'ESBWR) est un concept de 1.500 MW développé par GE. En octobre 2005, GE-Hitachi soumet le concept ESBWR à la NRC pour sa certification. L'ESBWR a été développé à partir des REB Simplifié (SBWR) et REB Avancé (ABWR) de GE. En 1990, le SBWR entamait la procédure d'évaluation d'approbation réglementaire mais celle-ci fut interrompue avant la fin de la procédure et le réacteur ne fut jamais commandé. L'ESBWR a quant à lui été choisi par un certain nombre d'entreprises productrices d'électricité américaines dans le cadre du Programme nucléaire 2010, alors que l'évaluation de la NRC n'est pas attendue avant 2011. L'ESBWR fut soumis au Programme britannique d'acceptation de la conception générique (GDA) en 2007, mais retiré en 2008. Six entreprises productrices d'électricité américaines avaient prévu de construire des réacteurs ESBWR dans le cadre du programme nucléaire 2010, mais il semble qu'une lui ait préféré l'ABWR, qu'une autre ait abandonné le projet, et que de sérieux doutes existent quant à la viabilité d'une grande part des quatre projets restants. Il semble qu'à l'extérieur des États-Unis, l'ESBWR rencontre peu d'intérêt et que le concept pourrait être abandonné.

### **D'autres réacteurs à eau bouillante (REB)**

Asea Atom (en Suède) a fabriqué son propre concept de REB, dont neuf ont été construits en Suède et deux en Finlande. Asea Atom a fusionné avec Brown Boveri pour former ABB, lui-même racheté par BNFL en 1999 et vendu à Toshiba en 2006, comme faisant partie de la division nucléaire de Westinghouse. Un concept de 1.500 MW, le BWR-90+, développé par Westinghouse à partir du concept REB d'Asea, a été suggéré mais son développement est à l'arrêt.

### **Candus**

Le fournisseur le plus important de réacteurs à eau lourde est la compagnie canadienne, Energie Atomique du Canada Limitée (EACL) qui a vendu plus de 20 unités à des entreprises productrices d'électricité canadiennes ainsi qu'à l'étranger, en Argentine, en Roumanie, en Corée du Sud et en Chine. EACL a également vendu des centrales à l'Inde mais en raison de problèmes de prolifération, elle n'a plus de contact avec les Indiens depuis 1975, malgré que l'Inde poursuive la construction de centrales à partir de ce concept vieux de 40 ans. L'Argentine a construit trois centrales à eau lourde, une Candu et deux centrales d'un modèle allemand (dont l'une inachevée et l'autre en suspension de construction).

Le prochain concept important d'EACL sera le Réacteur Candu Avancé (ACR) qui devrait être fabriqués à deux puissances, l'ACR-700 de 750 MW et l'ACR-1.000 de 1.100-1.200 MW. Contrairement aux Candus précédents qui utilisaient l'eau lourde comme fluide caloporteur et modérateur, ceux-ci utiliseraient de l'eau légère comme fluide caloporteur et de l'eau lourde comme modérateur. L'ACR-700 était en cours d'évaluation par l'Autorité de sûreté nucléaire (NRC), sous le parrainage de la compagnie d'électricité Dominion, mais celle-ci a retiré son soutien en janvier 2005, préférant alors l'ESBWR de GE, après que la NRC ait déclaré que l'évaluation prendrait au moins cinq ans, compte tenu du manque d'expérience des États-Unis dans la technologie Candu. Par la suite, il apparaît que l'ACR-700 ait été abandonné au profit de l'ACR-1000. À tout appel d'offre pour un réacteur de cette puissance, serait sans doute proposée une version améliorée du concept Candu-6 vieux de 30 ans. L'ACR-1000 fut soumis à un appel d'offre en Ontario et refusé en raison d'un prix trop élevé. Il fut également soumis au Programme d'acceptation de la conception générique (GDA) britannique en 2007 mais très vite retiré. Des propositions nouvelles de privatisation de son vendeur, la société d'Etat EACL, mettent en doute le futur de la technologie Candu pour de nouvelles commandes.

### Les réacteurs à très haute température refroidis par gaz (HTGR)

À la question de savoir si les réacteurs HTGR font partie de la Génération III ou IV, la réponse n'est pas claire. Le réacteur modulaire «à lits de boulets», (le PBMR) a comme base des concepts développés par Siemens et ABB pour l'Allemagne, et abandonnés après de mauvaises expériences avec une centrale de démonstration. Il est aujourd'hui développé par des intérêts sud-africains. À la suite des différents rachats et fusions ayant eu lieu dans le commerce lié à la vente de réacteurs, ceux qui détiennent les licences techniques sont Areva (pour Siemens) et Westinghouse (pour ABB). La technologie est développée par PBMR Co, une filiale d'Eskom, l'opérateur public sud-africain. Il était prévu contractuellement, que le financement de son développement provienne d'Eskom, de BNFL, de l'opérateur américain Exelon et de l'Institution de développement industriel sud-africaine, Industrial Development Corporation (IDC). Cet investissement leur donnait droit à une part dans la nouvelle société vendeuse des réacteurs. Le projet fut annoncé publiquement pour la première fois en 1998, à l'époque où les premières commandes commerciales étaient prévues pour 2003. Mais des problèmes liés à l'achèvement de la conception, plus graves que prévus, ont surgi. Exelon s'est retiré en 2002 et les autres partenaires se sont acquittés d'une part réduite de la somme prévue contractuellement, laissant ainsi à Eskom la charge des coûts jusqu'en 2004 et depuis directement au gouvernement sud-africain. L'option de BNFL a été transférée à Westinghouse, IDC s'est retiré et de nouveaux investisseurs trouvés. Le calendrier du projet ayant été considérablement repoussé, en 2009 les premières commandes commerciales n'étaient pas attendues avant 2025 au plus tôt. En 2008, un rapport du Jülich Research Centre – l'Organisation de recherche nucléaire du gouvernement allemand qui développa la première la technologie du «lit à galets» – sème le doute sur la sûreté du concept, à partir de la réévaluation d'expérience d'une centrale prototype<sup>96</sup>. En mars

2009, le gouvernement sud-africain annonce qu'il financera le projet une année supplémentaire seulement. PBMR Co. décide d'abandonner le projet en cours de développement. En abandonnant une partie des fonctions avancées, il pourrait développer un concept à échelle réduite, destiné au marché de la chaleur industrielle, comme la désalinisation, la gazéification du charbon, et la liquéfaction. Il y a peu de chance que le programme PBMR survive longtemps à l'absence de subvention du gouvernement sud-africain.

Des intérêts chinois développent une technologie similaire sur les mêmes bases techniques et malgré les déclarations optimistes sur le projet, il semble que le gouvernement chinois remette en question le développement de réacteurs REP et peut-être même de REB.

## APPENDICE 2

### L'ACTUALISATION, LE COÛT DU CAPITAL ET LE TAUX DE RENDEMENT REQUIS

Dans l'économie nucléaire, l'instauration et la gestion d'une base commune de comparaison des flux de revenus et de dépenses à différentes étapes de la vie d'une centrale nucléaire, reste un problème particulièrement épineux. Dans les projets anglais, l'échelle de temps entre la commande d'un réacteur et son démantèlement peut atteindre plus de 200 ans.

Habituellement, la comparaison des flux de revenus et de dépenses encourus à différentes étapes se fait par des méthodes de flux de trésorerie actualisés (DCF). La base de celles-ci repose sur l'hypothèse raisonnable que les revenus ou les dépenses encourus aujourd'hui doivent être davantage pondérés que ceux du futur. Par exemple, s'il fallait s'acquitter d'une dette aujourd'hui cela coûterait le prix plein, alors que s'en acquitter dans dix ans pourrait se faire par un investissement plus réduit dont les intérêts complèteraient la différence jusqu'à la somme due. Dans une analyse DCF, toutes les recettes et

96 R. Moormann, "A Safety Re-evaluation of the AVR Pebble Bed Reactor Operation and Its Consequences for Future HTR Concepts", Forschungszentrum Jülich, 2008, <http://juwel.fz-juelich.de:8080/dspace/handle/2128/3136>

dépenses échelonnées dans le temps sont ramenées à une base commune par «l'actualisation». Si le revenu annuel est de 100\$ et le «taux d'actualisation» de 5%, la «valeur actuelle nette» de ce revenu est de 95,23\$ – une somme de 95,23\$ rapporterait 4,77\$ en un an pour arriver au montant de 100\$. Le taux d'actualisation est généralement considéré comme «le coût d'opportunité» de l'argent, en d'autres termes, le taux de rendement (net d'inflation) qu'aurait rapporté la somme si elle avait été investie dans un usage alternatif.

Si sur des périodes de plus ou moins dix ans – avec des taux relativement faibles – l'actualisa-

tion semble raisonnable, sur des périodes plus longues – avec des taux plus élevés – le résultat peut avoir plus d'impact, ainsi les hypothèses doivent elles être bien considérées. Par exemple si le taux d'actualisation est de 15%, un coût de 100\$ encouru sur 10 ans aurait une valeur actuelle nette de 12,28\$ seulement. Un coût encouru sur 100 ans, même avec un taux d'actualisation de seulement 3%, n'aurait une valeur actuelle nette que de 5,20\$. Avec un taux d'actualisation de 15%, les frais et les bénéfices, plus de 15 ans plus tard, ont une valeur négligeable dans une analyse économique normale (voir *tableau 12*).

**Tableau 12 – Impact de l'actualisation : valeur actuelle nette**

Période d'actualisation (années)	3%	15%
5	0,86	0,50
10	0,74	0,25
15	0,64	0,12
20	0,55	0,061
30	0,41	0,015
50	0,23	0,00092
100	0,052	-
150	0,012	-

Source : Calculs de l'auteur

Appliqué à des centrales nucléaires opérant dans un marché compétitif où le coût du capital sera très élevé, ce calcul signifie que sur une période de plus de dix ans, les coûts et les bénéfices, auront peu de poids dans l'évaluation de l'économie nucléaire. Augmenter la durée de vie des centrales de 30 à 60 ans présente par conséquent peu d'avantage. Il en est de même pour les coûts de rénovation engagés après, disons, 15 ans.

Ce qui signifie que l'impact des coûts très élevés de démantèlement – dont l'étape la plus chère, selon les projets anglais, ne devrait débiter que 135 ans après la fermeture de la centrale – sera minime, et ce même avec un taux d'actualisation constant faible et des placements de fonds sécurisés – à taux de rendement faible, comme 3%.

Supposons que le démantèlement d'une centrale Magnox coûte environ 1,8 milliards de dollars et que la dernière étape s'élève à 65% du coût total (non actualisé) – à savoir 1,17 milliards de dollars – l'investissement d'une somme de 28 millions de dollars, au moment de la fermeture de la centrale, suffirait à couvrir ce stade final du démantèlement.

L'hypothèse implicite des analyses DCF est que le taux de rendement indiqué est valable pour toute la période. Compte tenu que même les obligations d'Etat – en général la forme d'investissement la plus sûre – ne sont disponibles que pour une période 30 ans, et que l'éventualité d'une croissance économique soutenue pendant une centaine d'année serait sans précédent dans l'histoire de l'humanité, cette hypothèse est difficile à soutenir. L'énergie nucléaire présente donc

ce paradoxe manifeste, qu'au moment de l'investissement, un taux d'actualisation très élevé (ou un taux de rendement requis) de 15% ou plus, sera appliqué afin de déterminer si l'investissement est profitable, alors que pour les fonds de démantèlements, le taux d'actualisation sera très bas afin d'évaluer le potentiel de leur rendement.

L'élément clé pour résoudre ce paradoxe est le risque. Les investissements concernant les centrales nucléaires ont toujours été à risque, en raison de la difficulté du contrôle des coûts de construction, de la variabilité de la performance, du risque d'impact d'événements extérieurs sur la production, et le fait qu'un grand nombre d'opérations doivent encore être pleinement testées (telles que l'élimination de déchets hautement radioactifs et le démantèlement). Dans un environnement compétitif, il existe des risques additionnels liés à la rigidité de la structure des coûts. La plupart des coûts seront engagés que la centrale soit exploitée ou pas. Donc, quand le prix de gros est élevé (comme cela a été le cas pour British Energy de 1996 à 1999), les centrales nucléaires rapportent et quand le prix de gros est faible (comme de 2000 à 2002), elles déclinent. De gros profits pendant une décennie, ne protègent pas la centrale d'une faillite dans les années plus mauvaises. Les financiers, par conséquent, considéreront l'investissement dans l'énergie nucléaire comme extrêmement risqué et lui appliqueront un taux d'intérêt très élevé, à l'image du risque de perte de l'investissement.

### APPENDICE 3

#### LE DÉMANTÈLEMENT

Le démantèlement des centrales a, ces dernières années, considérablement éveillé l'intérêt du public. En effet, quand les réacteurs se rapprochent de leur fin de vie utile, les prévisions de coûts de démantèlement s'envolent et les faiblesses des systèmes de financement prévus pour cette étape apparaissent.

Le démantèlement est en général divisé en trois phases distinctes. La première phase

correspond au retrait du combustible et à la sécurisation du réacteur. Le temps nécessaire au retrait du combustible est variable, avec un temps plus court pour les réacteurs qui se ravitaillent à l'arrêt (p.ex. les REP et les REB). Ces derniers sont conçus pour qu'un tiers du combustible soit remplacé lors d'une fermeture annuelle de quelques semaines. Par contre, pour les réacteurs ravitaillés en service (les AGR et les Candus), la machine de ravitaillement étant conçue pour remplacer des petites portions de combustible de manière constante, l'opération prend beaucoup plus de temps. Celle-ci requiert une machinerie de précision, lente, et le retrait du combustible du cœur du réacteur peut prendre plusieurs années. Une fois le combustible retiré, le risque de criticité du réacteur disparaît, ainsi que la plus grande partie de la radioactivité et des déchets hautement radioactifs. L'accomplissement de la phase I requiert la présence de tout le personnel dans la centrale, comme pendant son exploitation. Un incitant économique puissant à terminer la phase I au plus vite, et de fait, la phase I est toujours accomplie aussi vite que le permet la sécurité. En termes techniques, la phase I est simple - elle constitue, en grande partie, le prolongement des opérations ayant cours pendant l'exploitation de la centrale. À noter que le traitement du combustible usé ne rentre pas dans le coût de la phase I.

Durant la seconde phase, les structures non contaminées ou légèrement contaminées sont démolies et enlevées, laissant essentiellement le réacteur. Encore une fois, il s'agit d'un travail de routine qui ne requiert pas d'expertise spéciale. En termes économiques, l'incitant par contre est de prolonger le délai d'exécution le plus longtemps possible, afin que le montant du paiement, à collecter auprès des consommateurs soit minime - plus le délai est long plus les intérêts sur les fonds de démantèlement s'accumulent. La limite étant le moment où l'intégrité des bâtiments est menacée avec un risque d'effondrement, pouvant mener à un échappement de matières radioactives. En Grande-Bretagne, il est prévu de reporter la phase II à 40 ans après la fermeture de la centrale.

La troisième phase, le retrait du cœur du réacteur, est de loin la plus chère et celle qui représente un véritable défi technique, la manipulation robotique à distance des matières. Comme pour la phase II, l'incitant économique est de retarder le travail aussi longtemps que la sécurité le permet, et en Grande-Bretagne, ce délai devrait être de 135 ans.

L'idée est, qu'à la fin de la phase III, le sol puisse être réutilisé sans restriction, en d'autres termes, que son niveau de radioactivité ne soit pas plus élevé que tout autre sol non contaminé. Ce qui n'est pas toujours possible en pratique, et en ce qui concerne quelques sites «sales», comme celui de Dounreay en Ecosse où était exploité un réacteur à neutrons rapides, l'utilisation du sol devrait être restreinte indéfiniment en raison du haut niveau de contamination.

Comme seul un très petit nombre de centrales commerciales, ayant accompli leur durée de vie utile, ont été complètement démantelées, le coût n'en est pas bien établi. Les opérations nécessaires ont été démontrées avec succès sur des petites centrales, mais tant qu'elles ne sont pas appliquées à des centrales de taille commerciale, le procédé ne peut être considéré comme testé – beaucoup de procédés, ayant fonctionné à petite échelle, ont posés des problèmes une fois appliqués à l'échelle commerciale.

Une part importante du coût de démantèlement se justifie par l'élimination des déchets radioactifs générés. Le coût de l'élimination des déchets dans des installations de stockage modernes n'est pas non plus clairement établi, en

particulier en ce qui concerne les déchets moyennement radioactifs et ceux de faible niveau à longue durée de vie, et ce en raison du peu d'expérience dans la construction de tels dépôts.

Ces incertitudes se reflètent dans la manière dont les coûts de démantèlement sont fixés: en général comme un pourcentage du coût de construction (peut-être 25%). Etant donné que le coût de démantèlement est peu lié au coût de construction, ceci illustre bien le manque de connaissance sur ces coûts.

La répartition habituelle du coût prévu non actualisé de démantèlement serait d'1/6 pour la phase I, d'1/3 pour la phase II et 1/2 pour la phase III. Il a été exigé de British Energy qu'il mette en place des fonds «distincts» pour le paiement du démantèlement de ses centrales, alors qu'il était prévu que la phase I soit payée en trésorerie. BNFL, propriétaire des centrales Magnox avant qu'elles ne soient transférées à l'Autorité britannique de démantèlement nucléaire (NDA) en avril 2005, est une entreprise d'état et la réglementation financière n'autorise pas les fonds distincts aux entreprises détenues par l'État. British Energy présuma d'un taux d'actualisation de 3% pour les 80 premières années et d'un taux zéro pour les suivantes, et BNFL d'un taux unique de 2,5%. En 2003/04, British Energy haussa son taux à 3,5%. En supposant un coût total de démantèlement de l'ordre de 1,8 milliards de dollars – suivant la répartition ci-dessus, avec la phase I menée à bien immédiatement après la fermeture, la phase II quarante ans plus tard, et la phase III après 135 ans – les coûts actualisés et non actualisés seraient ceux repris dans le *tableau 13*.

**Tableau 13 – Coûts de démantèlement illustratifs (million £)**

	Non actualisés	British Energy (3%)	British Energy (3.5%)	BNFL (2.5%)
Phase I	300	300	300	300
Phase II	600	184	151	223
Phase III	1.200	113	76	41
Total	1.800	597	527	574

Source : Calculs de l'auteur.

Le démantèlement des réacteurs britanniques refroidis au gaz, en raison de leur volume physique responsable d'une grande production de déchets, est supposé être très onéreux. Celui des réacteurs REP et REB, beaucoup plus compacts, ne devrait en coûter qu'un tiers – celui de Sizewell B, par exemple, pourrait s'élever à environ 540 millions de dollars. Pour répondre au principe du pollueur – payeur, à savoir que ce sont ceux qui consomment l'électricité produite qui paient son démantèlement, différents moyens sont utilisés. Quelle qu'en soit la méthode, si le coût de démantèlement est sous-estimé, le manque de fonds devra inévitablement être comblé par les futurs contribuables. En Grande-Bretagne, le coût estimé de démantèlement des centrales Magnox, a été multiplié par quatre les vingt dernières années, avant même l'achèvement du travail le plus difficile.

La méthode de collecte de fonds la moins fiable est celle de comptabilisation non provisionnée, qui consiste pour la compagnie à faire des réserves comptables pour le démantèlement. Les provisions sont collectées auprès des contribuables mais la compagnie reste libre de choisir la manière de les investir, et ces réserves correspondent à une proportion de ses avoirs. Cette méthode ne sera fiable que si la compagnie existe jusqu'à l'achèvement du démantèlement, et que les avoirs créés correspondent au moins au taux de remboursement présumé. La faiblesse de cette méthode a été illustrée par la privatisation de CEGB (Central Electricity Generating Board) – la compagnie propriétaire de centrales électriques en Angleterre et au pays de Galles jusqu'à sa privatisation en 1990. Le montant des réserves comptables constituées par les consommateurs s'élevait à environ 1,7 milliards de livres sterling, mais la compagnie ayant été vendue à un tiers de la valeur de ses avoirs, les deux tiers restants de la provision ont été perdus. Le gouvernement n'a pas transmis le produit de la vente à l'opérateur qui hérita des centrales, perdant ainsi le solde des provisions.

La formule des fonds distincts semble plus fiable. Dans ce cas, les consommateurs consti-

tuent des réserves pour la durée de vie utile de la centrale, qui sont placées dans un fonds auquel le propriétaire n'a pas accès et qui est géré de manière indépendante. Les fonds sont placés dans des investissements très sûrs, uniquement pour minimiser le risque de perte. De tels investissements ne rapportent que 3%. Au moment du démantèlement, la compagnie propriétaire de la centrale peut retirer les fonds distincts. Encore une fois, des risques subsistent comme l'illustre l'expérience britannique. Les fonds distincts de British Energy n'ont pas suffi à couvrir la phase I – de loin la plus chère en termes d'actualisation (environ la moitié) – bien que la compagnie ait fait faillite bien avant la fin de vie utile des centrales. Elle a dû être sauvée par le gouvernement et une grande partie du poids du démantèlement sera porté par les futurs contribuables, à travers le constitution d'un fonds pour son achèvement.

Peut-être que la façon la plus sûre de répondre à la question de l'inadéquation des provisions, serait de constituer des fonds distincts au moment de la mise en exploitation de la centrale, avec des ressources suffisantes au paiement du démantèlement de la centrale à la fin de sa vie utile.

En imaginant une durée de vie de 30 ans et un taux d'actualisation de 3%, la somme requise s'élèverait à 40% de la somme non actualisée. Ainsi, si le coût de démantèlement non actualisé équivaut à 25% du coût de construction, la somme à placer dans un fond devrait être équivalente à 10% de ce même coût. Mais si la centrale devait fermer plus tôt, si le coût de démantèlement avait été sous-estimé ou si les fonds n'avaient pas atteint le taux d'intérêts prévu, même cette combinaison serait inadéquate. Il y a donc de fortes chances que les sommes nécessaires au démantèlement des centrales soient dans l'ensemble très élevées. Et même dans des schémas où le risque d'une insuffisance de provisions pour le démantèlement serait très réduit – si l'estimation des coûts est adéquate – l'impact sur les coûts globaux sera limité par l'effet de l'actualisation.

## APPENDICE 4

### L'ÉTAT DES PROJETS AMÉRICAINS

#### Southern Company

Le projet Vogtle (Géorgie) est apparemment le plus avancé des projets du programme de l'Énergie Nucléaire 2010. Avec deux réacteurs AP1000, il était considéré en décembre 2009, comme le favori dans l'obtention de la première garantie d'emprunt offerte par le gouvernement américain. Ironiquement, les deux précédentes unités achevées en 1980, faisaient partie des plus mauvais exemples d'escalade de coûts de l'époque. Celui-ci, estimé à l'origine à 660 millions de dollars pour 4 unités, a atteint la somme vertigineuse de 8,87 milliards de dollars pour les deux construites à ce jour.

Sur le site de Vogtle, la NRC a autorisé une construction limitée comme des tranchées de remplissage, des murs de soutènement, des membranes étanches<sup>97</sup>. Elle a également octroyé à Southern Company «un permis de site avant décision de construction» (ESP) qui certifie que sur le plan environnemental, le site convient à la construction des nouveaux réacteurs et approuve les plans d'urgence. La Commission de la fonction publique de Géorgie a accepté la demande de Georgia Power (45,7 % du projet) de recouvrement des coûts de financement de sa participation au projet 2234-MW, d'un montant de 6,4 milliards de dollars US, à travers le mécanisme «travaux de déconstruction en cours» et à partir de 2011<sup>98</sup>. Ce qui signifie que Southern Company s'est engagée à faire débiter la construction même si elle ne reçoit pas de garanties d'emprunt. Elle a également réduit le coût de sa participation, y compris celui du financement jusqu'à 4.529 milliards de dollars ou un total de 9,9 milliards de dollars<sup>99</sup>.

#### South Carolina Electricity & Gas (SCE&G)

Comme Vogtle, le projet Summer (Caroline du Sud) de deux réacteurs AP1000 figure sur la liste des candidats aux garanties d'emprunt du Ministère de l'énergie américain, l'USDOE. En juin 2008, SCE&G a estimé le coût de construction des deux centrales seulement – sans les frais de transport et financiers – à 9,8 milliards de dollars<sup>100</sup>. En janvier 2009, SCE&G fait passer l'estimation de sa prise de participation de 55% aux coûts, de 4,6 milliards de dollars à 6,3 milliards de dollars, ce qui porte le coût global à 11,5 milliards de dollars<sup>101</sup>. Donnée comme «tout compris», ce prix inclut vraisemblablement les coûts financiers.

#### Unistar

Le consortium Unistar, formé en 2007, est une joint venture entre Constellation Energy (Baltimore Gas & Electric) et EDF. Par la suite, EDF a pris une part de 49,9% des actifs nucléaires de Constellation. Unistar a trois projets d'un EPR chacun : Calvert Cliffs (Maryland), Nine Mile Point (New-York), et Elmore (Idaho). Le plus avancé d'entre eux est celui de Calvert Cliffs, candidat pour les garanties d'emprunt. Les deux autres, Nine Mile Point et Elmore, ne seront activement développés que s'ils peuvent bénéficier de garanties d'emprunt. En décembre 2009, Unistar demandait à la NRC de suspendre sa candidature pour une licence combinée de construction et l'exploitation pour le site Nine Mile Point<sup>102</sup>. Le projet Elmore est moins avancé que celui de Nine Mile Point. En avril 2009, le PDG d'Unistar avait déclaré que Constellation n'avait pas officiellement annoncé le coût estimatif de Calvert Cliffs et que ces chiffres étaient confidentiels<sup>103</sup>.

97 *Greenwire*, 27 août 2009, «NRC Grants 'Limited Work' Approval for Proposed Ga. Reactors».

98 *Platts Global Power Report*, 19 mars 2009, «Georgia PSC Approves Two Nuclear Reactors by Georgia Power, and a Biomass Conversion».

99 *Nucleonics Week*, «Georgia Power Lowers Estimate».

100 *Nuclear Engineering International*, «Power Market Developments – The American Way», Juin 2008.

101 *SNL Power Week* (Canada), 5 janvier 2009, «SCE&G Discloses New Costs for Summer Nuke Expansion».

102 *Nucleonics Week*, 10 décembre 2009, «UniStar Puts Further Hold on Nine Mile Point-3».

103 *Daily Record* (Baltimore), 28 avril 2009, «Constellation Energy CEO: French Firm Won't Influence Baltimore Gas & Electric Co.».

### NRG (Nuclear Research & consultancy Group)

Le projet South Texas concerne deux réacteurs REB Avancés (ABWR) fournis par Toshiba, qui a remplacé GE-Hitachi comme vendeur du même concept en mars 2008. C'est le seul projet mentionnant le concept ABWR, bien que quelques-uns des projets faisant référence à l'ESBWR puissent passer à l'ABWR. Il était candidat aux garanties d'emprunt du Ministère de l'énergie, l'USDOE. Fin 2009 le projet bénéficie d'une grande publicité. Nuclear Innovation North America (NINA) – une joint venture NRG (88%) et Toshiba (12%) – possède 50% du projet South Texas et. CPS Energy, propriété du Conseil Municipal de San Antonio, les 50% restants. En octobre 2009, CPS Energy annonce son intention de réduire sa part entre 20 et 25%<sup>104</sup>, et en décembre l'éventualité de son retrait total. Ces annonces ont eu lieu après qu'il soit apparu que le devis de Toshiba (le vendeur) pour l'expansion du projet, dépassait de 4 milliards de dollars l'estimation de 13 milliards de dollars donnée par CPS Energy aux membres du Conseil municipal. Le 6 décembre, CPS Energy entame auprès de la Cour une procédure de demande de clarification de ses droits dans l'éventualité de son retrait du marché. Le 23 décembre, le conflit s'aggrave lorsque NINA dépose plainte contre CPS Energy pour rupture de contrat et le menace de perdre la centaine de millions de dollars qu'il avait investis. CPS Energy fait aussitôt une demande reconventionnelle de 32 milliards, affirmant que NRG et Toshiba l'ont attiré dans un projet par une «conduite frauduleuse, diffamatoire et illégale» et qu'ils ont essayé ensuite de l'en sortir<sup>105</sup>. Il apparut en octobre 2009, que l'estimation de coût pour les deux réacteurs ABWR de South Texas s'élevait à environ 17 milliards de dollars, y compris le financement. Depuis aucune estimation récente, hors coûts de financement, n'est disponible.

### TXU Energy

Le projet Comanche Peak (Texas) est la seule proposition de REP Avancé (APWR). Après avoir fait partie des candidats sélectionnés par le Ministère de l'énergie USDOE pour les garanties d'emprunt, il fut relégué en première réserve. Aucune estimation de coûts de ce projet n'a encore été publiée.

### Exelon Corporation

En novembre 2008, Exelon abandonnait l'ESBWR prévu pour les deux unités de son site Victoria (Texas). Elle serait, selon un rapport, à la recherche de concepts alternatifs<sup>106</sup>. Et en juin 2009, Exelon annonçait qu'il reportait le projet Victoria de plus de 20 ans, tout en poursuivant la procédure d'acquisition d'un permis de site avant décision de construction (ESP)<sup>107</sup>.

### Dominion

Le projet North Anna, un des premiers annoncés, devait à l'origine utiliser le réacteur canadien, l'ACR-700. En 2005, Dominion annonce qu'il abandonne l'ACR-700 au profit de l'ESBWR et en janvier 2009, déclare qu'il ne peut accepter les termes du contrat avec GE-Hitachi, concernant la fourniture de la centrale. Dominion a ensuite annoncé qu'il userait d'un «processus concurrentiel» pour voir si d'autres vendeurs pouvaient fournir à North Anna-3, un réacteur «qui puisse être certifié et construit dans des termes acceptables pour la compagnie»<sup>108</sup>. Dominion espère prendre sa décision sur le choix du fournisseur à la fin du premier trimestre 2010.

### Entergy

En février 2009, Entergy demandait à la NRC de suspendre l'évaluation des dossiers de candidature des ESBWR pour les sites de Grand Gulf (Texas) et River Bend (Louisiane), en raison de

104 *Nucleonics Week*, 10 décembre 2009, «NRG 'Perplexed' as CPS Explores Exiting Plan for New Texas Reactors».

105 *San Antonio Express*, 5 janvier 2010, «Mayor Calls for Meeting of Reactor Partners».

106 *Nucleonics Week*, 27 novembre 2010, «Exelon Drops ESBWR, Looks at Other Reactor Designs for Its Texas Project».

107 *Greenwire*, 1er juillet 2009, «Exelon Suspends Plans for Texas Plant».

108 *Nuclear News*, «Sales Talks Stall with Entergy, Dominion», Février 2009.

préoccupations au sujet de la hausse des prix<sup>109</sup>. Le PDG d'Entergy, James Leonard, déclarait que la compagnie, durant la négociation du contrat d'ingénierie, d'acquisition et de construction de l'ESBWR avec GE Hitachi, «s'était heurtée à un obstacle infranchissable», une hausse du prix de 10 milliards de dollars, très supérieure à la prévision de coût initiale<sup>110</sup>.

### Duke Energy

Le projet Lee (en Caroline du Sud) concerne deux réacteurs AP1000. En septembre 2009, Duke Energy déclarait prévoir le début de l'exploitation de la première unité en 2021 et la deuxième en 2023 – un retard de trois ans sur les premières prévisions<sup>111</sup>. En novembre 2008, Duke Energy estimait que les coûts instantanés des deux tranches du site Lee seraient de 11 milliards de dollars - le double de l'estimation précédente<sup>112</sup>.

### Progress Energy

Harris (Caroline du Nord) et Levy (Floride) sont chacun des projets de deux réacteurs AP1000. Aucun engagement n'a été pris sur la construction de ces unités. Le calendrier provisoire de Progress Energy (PE) prévoit le début de l'exploitation commerciale de la première tranche d'Harris en 2019, et la deuxième en 2020. Mais compte tenu d'une croissance de la demande plus faible que prévue, PE pourrait préférer un partenariat dans l'un ou l'autre des projets de Duke Energy ou Dominion. Les dates d'achèvement des centrales de Levy ont été reportées de 2016-2017 à 2019/2020<sup>113</sup>. En attendant, Progress Energy, est autorisé à collecter près de 207 millions de dollars pour la

construction et les travaux connexes sur Levy-1 et -2. Ce qui se traduit pour le consommateur moyen par un supplément mensuel de 5,86\$<sup>114</sup>. En février 2009, Progress Energy estimait le coût de construction de Levy à 14 milliards de dollars, sans les coûts de transports et de raccordement évalués à trois milliards de dollars<sup>115</sup>.

### AmerenUE

Ameren a annoncé qu'il retirait son projet d'EPR de Callaway (Missouri), parce que «la législation actuelle n'apportait pas la certitude financière et réglementaire nécessaire à son accomplissement»<sup>116</sup>.

### DTE Energy

Le projet de DTE Energy est celui d'un ESBWR sur le site de Femi (Michigan) dont le coût, selon un rapport, s'élèverait à environ 10 milliards de dollars, sans qu'il soit précisé ce qu'il inclut<sup>117</sup>.

### PPL Corporation

Le projet Bell Bend (Pennsylvanie) d'un seul EPR est une joint venture entre le partenaire principal PPL et Unistar. Le site internet du projet évalue son coût à la somme de 13-15 milliards de dollars, incluant la hausse des prix, les coûts de financement, le combustible de départ, les imprévus et les provisions<sup>118</sup>.

### Amarillo Power

Le projet d'Amarillo Power est un projet de deux EPR et aussi une joint venture avec Unistar. La demande d'un Permis américain de Construction

109 *Nucleonics Week*, 26 février 2009, «Entergy Revises Construction Plans, Looks again to Acquisitions», p. 1.

110 *Nucleonics Week*, 12 novembre 2011, «ESBWR Design Certification Rule To Be Completed in September 2011».

111 *Nucleonics Week*, 10 septembre 2009, «Duke May Push Back Startup of Lee Units».

112 *WNN*, 7 novembre 2008, «Duke Raises Cost Estimate for Lee Plant».

113 *Inside NRC*, 26 octobre 2009, «Potential AP1000 Buyers Unsure If NRC Design Finding Will Cause Delays».

114 *Nuclear News*, «The Florida PSC Approved Rate Recovery for New Reactors», novembre 2009.

115 *Nuclear News*, «EPC Contract Signed for Two AP1000s», février 2009.

116 Communiqué de presse d'Ameren, 23 avril 2009, «AmerenUE Requests Sponsors to Withdraw Missouri Clean and Renewable Energy Construction Bills in General Assembly», <http://ameren.mediaroom.com/index.php?s=43&item=634>

117 Tina Lam, «DTE Applies for Another Nuclear Plant», *Detroit Free Press*, 19 septembre 2008,

<http://www.freep.com/apps/pbcs.dll/article?AID=/20080919/NEWS05/809190398>

118 <http://www.bellbend.com/faqs.htm>

et d'Exploitation (COL) n'avait pas encore été déposée fin 2009.

### **FPL (Florida Power and Light)**

Turkey Point est un projet de deux réacteurs AP1000. En novembre 2009, la Commission de la fonction publique de Floride (organisme de contrôle public) accédait à la requête de FPL de recouvrer le coût de construction de ces deux tranches auprès des consommateurs dès 2010<sup>119</sup>. Le recouvrement autorisé par la Commission s'élève à 62,7 millions de dollars<sup>120</sup>. L'estimation de coût instantané de construction pour Turkey Point présenté par FPL se situait entre 3.108 \$/kW et 4.540 \$/kW<sup>121</sup>. En septembre 2009, FPL annonçait que l'échelle des coûts prévue était passée de 12,1-17,8 milliards de dollars à 15-18 milliards de dollars, et qu'en conséquence les dates d'achèvement seraient vraisemblablement repoussées au-delà de celles annoncées de 2018 et 2020<sup>122</sup>.

### **Tennessee Valley Authority (TVA)**

La Tennessee Valley Authority, parce qu'elle est détenue à 100% par le gouvernement fédéral, est très différente des autres entreprises pro-

ductrices d'électricité. Elle n'est pas soumise à l'Autorité nationale, contrairement à ces dernières. Elle bénéficie d'un meilleur accès au capital et n'est pas concernée par les notations de crédit. Elle n'a donc pas besoin (et n'est pas éligible) des garanties d'emprunt fédérales. Et ce n'est pas un hasard si on la retrouve en première ligne des efforts de relance de la commande nucléaire. Les perspectives d'avenir des deux unités AP1000 prévues sur le site de Bellefonte – un des premiers projets identifié dans le cadre du Programme d'énergie nucléaire 2010 – ont été assombries par la proposition faite par TVA d'achever deux tranches partiellement construites sur lesquelles le travail avait été interrompu au milieu des années 1980. En décembre 2009, la TVA publiait une déclaration sur l'impact environnemental de différents projets d'expansion, dont aucun n'incluait une seconde tranche AP1000 pour Bellefonte, ce qui semblerait indiquer que celle-ci est annulée<sup>123</sup>. Si la demande des permis de construction pour les tranches partiellement construites peut être réintroduite, leurs achèvements seraient un moyen de répondre à la demande bien moins cher que la construction d'une nouvelle tranche. TVA a estimé le coût instantané de construction des deux unités AP1000 entre 5,6 à 10,4 milliards de dollars<sup>124</sup>.

119 *Nuclear News*, «The Florida PSC Approved Rate Recovery for New Reactors», novembre 2009.

120 *Tenders Info*, «United States: Florida Nuclear Utilities Recover Expansion Costs», 22 octobre 2009.

121 *Nuclear Engineering International*, «Power Market Developments».

122 *Nucleonics Week*, «FP&L Continuing with Plans to Build Reactors, but May Change Schedule».

123 *Nuclear News*, «TVA Announced the Issuance of Its Bellefonte Draft EIS», décembre 2009.

124 *Chattanooga Times*, «Estimates Rise».





Les estimations de coûts des nouvelles centrales nucléaires se sont envolées à un taux alarmant et les coûts de construction se sont multipliés par cinq cette dernière décennie, avec la forte probabilité qu'ils augmentent jusqu'à la finalisation du concept. S'ajoutent à cela les problèmes non résolus de l'élimination des déchets et la forte probabilité de défaillance technologique. Jusqu'à ce jour les centrales nucléaires étaient en grande partie financées par des subventions publiques. La somme de ces aides en Allemagne s'élève en gros à plus de 100 milliards d'euros et ce traitement de faveur subsiste aujourd'hui. Ainsi avec les provisions – chiffrées en milliards d'euros – destinées à l'élimination des déchets et au démantèlement des centrales, les compagnies disposent d'une manne financière, libre d'impôts. La responsabilité civile des exploitants est en outre limitée à 2,5 milliards d'euros – une infime fraction de ce que coûterait un accident nucléaire de gravité moyenne.

Il n'en reste pas moins que les gouvernements font preuve, ces dernières années, d'une détermination croissante à maintenir les centrales existantes en service et relancer la commande de nouvelles, au motif que l'énergie nucléaire est la façon la plus rentable de lutter contre le changement climatique. Une partie de ce paradoxe apparent s'explique facilement par la différence entre les coûts de maintenance, à eux seuls relativement bas, et le coût général de l'énergie nucléaire – y compris le remboursement du coût de construction – substantiellement plus élevé. L'objectif de ce rapport est d'identifier les paramètres économiques intervenant dans le coût de l'électricité nucléaire et d'en commenter les facteurs déterminants. Il démontre que sans subventions et sans garanties des consommateurs et des contribuables, de nouvelles centrales nucléaires ne seront pas construites.

 **HEINRICH BÖLL STIFTUNG**  
UNION EUROPÉENNE

Rue d'Arlon 15, -1050 Bruxelles, Belgique  
T +32 2 743 41 00 F 32 2 743 41 09  
E [brussels@boell.eu](mailto:brussels@boell.eu) W [www.boell.eu](http://www.boell.eu)

