

LA VALORISATION DU PROJET NUCLÉAIRE EPR PAR LA MÉTHODE DES OPTIONS RÉELLES

Anne EPAULARD, Stéphane GALLON

Document de travail

Novembre 2000

LA VALORISATION DU PROJET NUCLEAIRE EPR PAR LA METHODE DES OPTIONS REELLES

Anne EPAULARD¹

Stéphane GALLON²

Document de travail

Novembre 2000

**Ce document de travail n'engage que ses auteurs. L'objet de sa diffusion
est de stimuler le débat et d'appeler commentaires et critiques.**

**MINISTERE DE L'ECONOMIE
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE
Direction de la Prévision et de l'Analyse Economique
139, rue de Bercy - 75572 - PARIS Cedex 12**

Sommaire

Résumé/Abstract	3
Introduction	5
I - Le programme EPR et le renouvellement du parc nucléaire français	7
II - Les données du problème et la méthode de la valeur actualisée nette standard	9
II.1 - La demande en électricité	9
II.2 - L'offre d'électricité : équipements et coûts de production	10
II.3 - Les prévisions pour le prix du gaz	13
II.4 - La règle de la valeur actualisée nette standard	16
III - La prise en compte de la flexibilité	18
III.1 - La décision en 2015	19
III.2 - La décision en 2000	20
III.3 - La valeur de la flexibilité et la valeur totale du projet	22
III.4 - La sensibilité de l'évaluation du projet aux paramètres exogènes	23
IV - Cas où la vie des anciennes centrales nucléaires peut être prolongée	25
IV.1 - Quelques notations et hypothèses supplémentaires	26
IV.1.1 - Le prolongement des anciennes centrales nucléaires	26
IV.1.2 - La durée totale des différents projets	26
IV.1.3 - Les différents prix seuils	26
IV.2 - Quel est le niveau du prix du gaz qui justifie la construction du prototype en 2000 ?	27
IV.2.1 - La règle de décision à partir de 2015	27
IV.2.2 - La règle de décision en 2000	32
IV.3 - Le timing optimal pour la construction du prototype	35
V - Conclusion	36
V.1 - Les principaux résultats	36
V.2 - L'influence des hypothèses retenues	37
Bibliographie	41

Résumé

Les outils mathématiques développés pour valoriser les options financières peuvent être également utilisés pour déterminer l'intérêt économique de projets d'investissements qui offrent de la flexibilité mais dont les rendements sont incertains (comme les options proposées en bourse). Dans cet article, on applique cette méthode de valorisation (théorie des options réelles) au projet de construction en 2000 d'un prototype nucléaire EPR, prototype qui rend possible l'utilisation de l'EPR pour renouveler le parc électrique français en 2020 (flexibilité), mais dont l'intérêt économique dépendra de la compétitivité relative des autres moyens de production disponibles à cette date (rendement incertain). On montre qu'investir dans la technologie EPR en 2000 apporte suffisamment de flexibilité en 2020 pour être jugé rentable, alors même qu'il est peu probable que la technologie EPR soit finalement utilisée à cette échéance. L'investissement consenti en 2000 pour développer la technologie EPR joue donc véritablement le rôle d'une option, autrement dit celui d'une assurance (qui garantit contre le risque que les moyens classiques de production d'électricité en 2020, et notamment les centrales à gaz, soient très coûteux).

Mots-clés : option réelle, nucléaire

Classification JEL : C61 - Q41 - Q48

Abstract

The mathematical tools developed to assess financial options can also be used to calculate the economic value of investment projects that offer flexibility but whose profitability remains uncertain (like options offered on the stock exchange). In this paper, such a method (real option theory) is used to evaluate the nuclear *European Pressurised Reactor* (EPR) project. Building an EPR prototype in 2000 makes it possible for Electricité de France, but not compulsory (*flexibility*), to use EPR technology to renew its current power plants when they are shut down around 2020. Nonetheless, having EPR available at that time will not be interesting if other technologies are cheaper : the economic interest of EPR plants in 2020 will depend on other plants' costs, and especially on gas prices that remain uncertain (*uncertain profitability*). We prove that investing in the EPR prototype in 2000 provides enough flexibility to be considered as profitable, even though actually using EPR plants in 2020 seems rather unlikely. Investing in the EPR prototype is like buying an option, i.e. like buying an insurance (against high gas prices in 2020, that would make gas-fired plants very expensive).

Keywords : real option, nuclear.

JEL classification : C61 - Q41 - Q48

Introduction

Le parc nucléaire français joue un rôle crucial pour la production nationale d'électricité. Les centrales correspondantes devraient commencer à fermer en 2020 et pourraient être remplacées soit par des centrales à gaz soit par de nouvelles centrales nucléaires. La construction de nouvelles centrales nucléaires nécessite de forts investissements, mais les coûts de fonctionnement sont ensuite stables et modérés. Les centrales à gaz se distinguent quant à elles par de faibles coûts de construction, et par des coûts de production variables (qui suivent la volatilité du prix du gaz) et qui par conséquent peuvent s'avérer élevés. La compétitivité relative des deux moyens de production en 2020 reste incertaine, ce qui peut inciter à mettre en place dès maintenant les investissements permettant de recourir éventuellement dans l'avenir au nucléaire. Un programme de recherche et de développement (European Pressurized Reactor) a été lancé à cette intention, et il nécessite de consentir dès à présent des investissements (construction d'un prototype EPR).

Investir dans le prototype EPR permettrait d'accroître la flexibilité du décideur en 2020 (possibilité de choisir entre centrales à gaz et centrales nucléaires), mais la rentabilité de cet investissement reste incertaine (elle dépendra des coûts de production relatifs des deux types de centrales en 2020, coûts qui restent inconnus). Dans ce type de situation, la théorie des options réelles - qui dérive de la théorie des options financières (valorisation des *puts* et *calls* proposés en bourse) - permet de déterminer s'il faut ou non engager l'investissement. Cet article applique cette théorie au cas particulier de l'EPR afin de déterminer s'il est économiquement justifié pour EDF de construire le prototype EPR en 2000.

Le plan de l'article est le suivant. La première section présente le projet EPR, le calendrier de renouvellement des centrales nucléaires françaises, et précise les principales hypothèses retenues pour notre étude. Nous montrons dans cette section comment le choix d'investir en 2000 dans un prototype EPR peut être analysé du point de vue théorique comme l'acquisition d'une option. Dans la seconde section nous présentons les données du problème, c'est-à-dire les coûts de production et d'investissement associés aux technologies concurrentes (EPR et centrales à gaz), l'incertitude qui pèse sur le prix du gaz (et donc sur le coût des centrales à gaz), et enfin les calculs standards de Valeur Actualisée Nette (VAN) qui peuvent être menés pour estimer l'intérêt du projet EPR. Une telle VAN ne rend pas compte de la flexibilité associée à la construction du prototype puisqu'elle suppose que la construction du prototype en 2000 implique nécessairement en 2015 (et même lorsque cela n'apparaîtra finalement pas le plus rentable à cette date) que c'est l'option EPR qui est retenue pour le renouvellement des anciennes centrales nucléaires françaises. Nous calculons cependant cette VAN pour établir un point de repère, et pour identifier précisément ensuite la valeur de la *flexibilité* associée à la construction du prototype. La troisième section propose le calcul d'une valeur actualisée du projet prenant explicitement en compte la flexibilité. Nous identifions dans cette section la règle de décision en 2015 (doit-on renouveler le parc électrique français par des centrales à gaz ou par des centrales EPR ?), puis en 2000 (doit-on ou non construire le prototype EPR ?). Nous faisons ainsi apparaître la *valeur d'option* associée à la construction du prototype EPR en 2000, et nous étudions la sensibilité de nos résultats aux principaux paramètres du modèle. La quatrième section étend le modèle au cas où il est possible de retarder au delà de 2015 la décision irréversible concernant le renouvellement du parc nucléaire français. Nous supposons alors qu'il sera possible de faire fonctionner plus longtemps que prévu les anciennes centrales nucléaires, au prix de dépenses supplémentaires appelées dépenses de jouvence. Nous concluons dans la cinquième section.

I - Le programme EPR et le renouvellement du parc nucléaire français³

Le programme EPR a été lancé dans le cadre d'une coopération franco-allemande par les groupes Framatome et Siemens. Il vise à mettre sur le marché, dans les années 2015, des réacteurs nucléaires de forte puissance, dont les caractéristiques de sécurité et de disponibilité seront améliorées par rapport aux dernières centrales nucléaires mises en service. L'EPR permettrait notamment de renouveler le parc français de centrales nucléaires, dont le poids est très important dans la production nationale d'électricité (80% du total) et qui arrivera au terme de son fonctionnement dans les années 2020. Compte tenu des délais de construction, le renouvellement de ces centrales devrait être entrepris à partir de 2015 pour permettre la mise en service effective des centrales de remplacement en 2020 (lorsque les anciennes centrales nucléaires seront parvenues au terme de leur durée de vie⁴). En pratique, le renouvellement du parc se fera beaucoup plus progressivement : d'une part parce que le besoin en production nouvelle ne se fera sentir qu'au fur et à mesure du déclassement des anciennes centrales nucléaires (dont la construction avait été échelonnée dans le temps et qui fermeront donc progressivement), et d'autre part parce que les sites disponibles pour accueillir les centrales EPR sont ceux actuellement occupés par les anciennes centrales nucléaires qui ne se libèrent que graduellement⁵. Mais, par souci de simplification, nous supposons dans la suite que le renouvellement du parc s'effectue intégralement sur cinq ans.

Nous considérons deux types de centrales pour renouveler le parc nucléaire français en 2015 :

- Les centrales à gaz à cycles combinés, dont le coût d'investissement est faible mais dont le coût de production dépend fortement du prix du gaz et, de ce fait, est très volatil (avec le risque que ce coût de production soit élevé) ;
- Les centrales EPR, dont le coût d'investissement est élevé, mais dont le coût de production est faible et peu volatil. Le recours à la technologie nucléaire EPR pour renouveler le parc en 2015 n'est toutefois possible que si un prototype, appelé *centrale de référence*, est construit préalablement. Compte tenu des délais de recherche et de développement, et des tests à entreprendre pour passer à la phase industrielle du projet EPR (délais estimés à 15 ans environ), c'est donc en 2000 qu'il faudrait construire la centrale de référence, si l'on veut ensuite avoir le choix entre gaz et EPR lorsqu'il faudra renouveler le parc en 2015. A l'inverse, ne pas construire la centrale de référence en 2000 reviendrait à exclure la possibilité de recourir au nucléaire par la suite. On considère en effet que les technologies nucléaires plus anciennes ne seront pas suffisamment intéressantes économiquement en 2015, et surtout que la construction de nouvelles centrales nucléaires nécessitera un savoir-faire qui aura disparu si aucune construction de ce type n'est entreprise d'ici 2015.

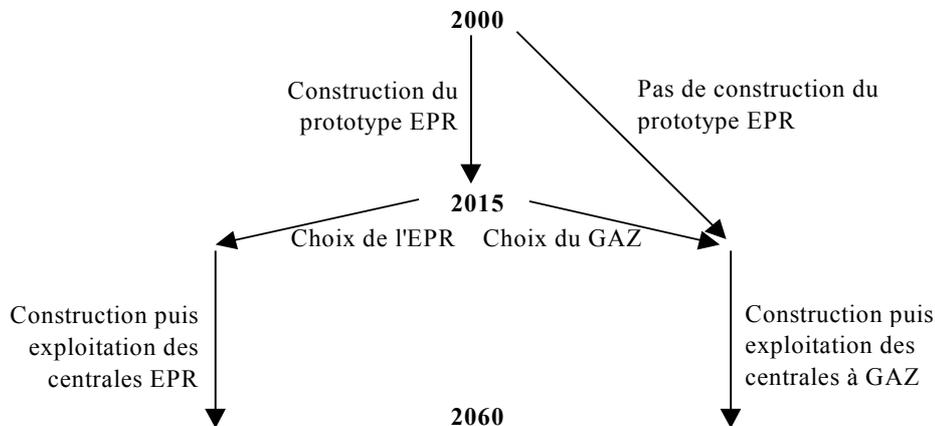
Le calendrier des décisions d'investissement - selon que l'on choisit ou pas de construire le prototype en 2000 - est précisé dans tableau 0.

Tableau 0 : Calendrier des décisions

	AVEC CONSTRUCTION DU PROTOTYPE EPR (achat de l'option)	SANS CONSTRUCTION DU PROTOTYPE EPR
2000	Construction d'un prototype EPR	
2014	Travaux de recherche et de développement	
2015	Choix du type de centrale pour renouveler le parc Renouvellement du parc	Renouvellement du parc par des centrales à GAZ
	soit par des centrales à GAZ (l'option n'est pas utilisée)	
2019		
2020	Exploitation des nouvelles centrales	Exploitation des nouvelles centrales
	GAZ	GAZ
	EPR	
2060	Fin de l'exploitation	Fin de l'exploitation

Le graphique 1 représente ce calendrier sous la forme d'un arbre de décision : la construction du prototype EPR en 2000 permet de rester sur la branche centrale de l'arbre et de disposer d'une alternative au gaz en 2015.

Graphique 1 : Arbre de décision



La construction d'une centrale de référence EPR en 2000 permet donc d'avoir le choix entre centrales à gaz et centrales EPR en 2015, autrement dit elle offre une option d'achat (l'achat de centrales EPR en 2015). C'est la valeur de cette option qui est calculée ici, et qui est ensuite comparée au coût de construction de la centrale de référence afin de déterminer si cette construction doit être entreprise ou pas (si l'option doit être achetée ou pas). Bâtir cette centrale de référence est en effet justifié tant que le coût de construction reste inférieur à la valeur d'option.

Nous envisageons successivement le cas où le choix du type de centrales pour renouveler le parc doit être effectué strictement en 2015, et – dans la quatrième section - le cas où l'on peut prolonger le fonctionnement du parc nucléaire existant (au prix de dépenses de jouvence) pour retarder ce choix. Dans les deux cas, la décision est supposée irréversible, c'est-à-dire que l'on ne peut plus passer au gaz après avoir construit l'EPR et vice versa⁶.

Nous nous intéressons ici à la décision qui serait prise par un planificateur neutre au risque, dont l'objectif serait de minimiser les coûts de production de l'électricité pour la demande intérieure française *en base* (fraction de la demande qui reste constante tout au long de l'année et qui ne prend donc notamment pas en compte les pics saisonniers de demande). C'est en effet la demande en base à laquelle est dédié le parc nucléaire existant, et que devront donc satisfaire les centrales destinées à le renouveler. Pour simplifier l'exposé de la méthode mise en œuvre, nous ne prenons pas en compte l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, ni les possibilités d'échange international de courant : les centrales construites en France pour renouveler l'ancien parc nucléaire doivent donc exactement satisfaire la demande intérieure⁷. Nous ne considérons pas par ailleurs la possibilité qu'apparaisse une autre technologie que le nucléaire EPR ou les centrales à gaz à cycles combinés pour renouveler le parc français en 2020⁸.

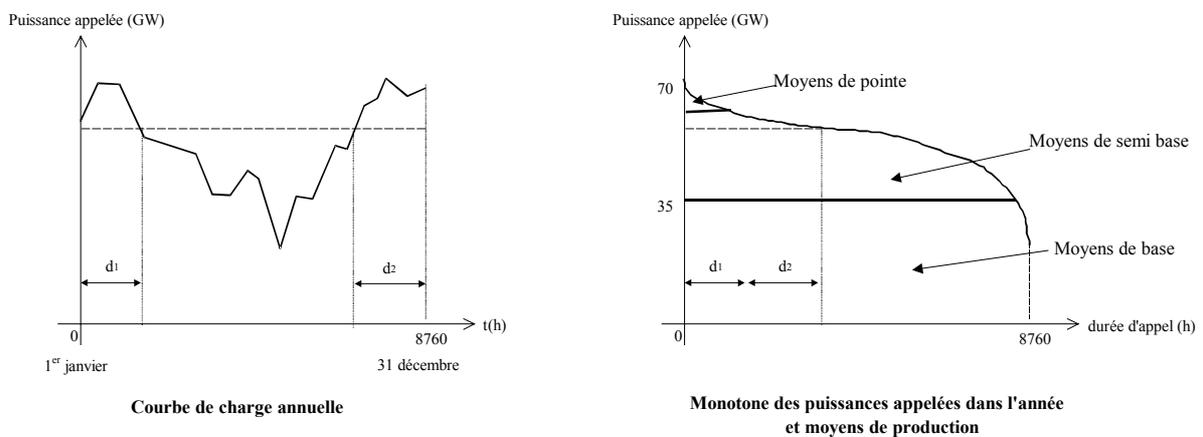
Sont d'autre part ignorés : (i) le risque d'accident nucléaire majeur ; (ii) les fluctuations du prix du combustible nucléaire ; (iii) le coût de l'acheminement du gaz nécessaire à l'alimentation des centrales à gaz dans le cas où elles seraient utilisées pour renouveler le parc nucléaire actuel (nouveaux gazoducs, etc.) ; (iv) la mise en place, dans le cadre de la lutte contre l'effet de serre, d'une taxe environnementale ou de marchés de permis négociables qui viendraient renchérir la production d'électricité par les centrales à gaz ; (v) et enfin le risque géopolitique de rupture d'approvisionnement en gaz (seuls sont pris en compte les risques transcrits par un renchérissement des prix du gaz). Nous reviendrons en conclusion sur ces hypothèses et sur leurs conséquences.

II - Les données du problème et la méthode de la valeur actualisée nette standard

II.1 - La demande en électricité

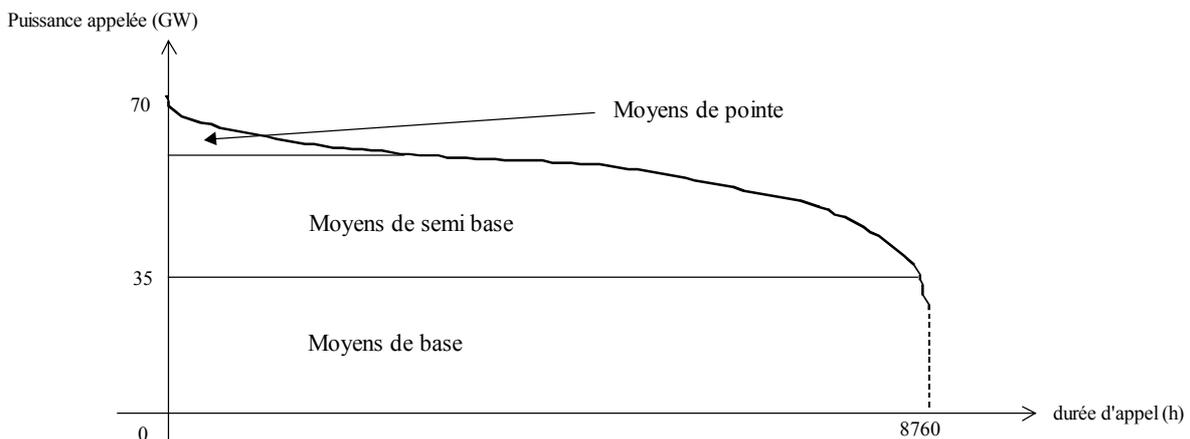
La demande intérieure d'énergie électrique en France est extrêmement variable au long de l'année. Elle change en effet en fonction du moment de la journée (pics d'utilisation avec l'éclairage nocturne, l'utilisation des appareils électroménagers aux heures des repas, etc.) et en fonction de la saison (pic de chauffage en hiver). On peut la représenter soit comme une courbe de charge (puissance appelée en fonction de l'heure de l'année), soit comme une monotone (puissance appelée en fonction du nombre d'heures au cours de laquelle elle est dépassée). L'allure de ces courbes, en fonction des 8760 heures que compte une année, est représentée sur le graphique 2.

Graphique 2 : variation de la demande d'électricité en fonction du temps



La monotone permet de distinguer les demandes en base, en semi-pointe, et en pointe, par durée d'appel décroissante⁹. Comme le montre le schéma de droite du graphique 2, la demande en base est celle qui s'exprime constamment tout au long de l'année, tandis que - à l'autre extrême - la demande de pointe est celle qui concerne un très petit nombre d'heures (il s'agit typiquement du pic de chauffage électrique et d'éclairage au plus fort de l'hiver). A chacune de ces parties de la demande totale correspond un moyen de production adapté. Par exemple, on utilise actuellement en France les centrales nucléaires comme moyens de base car elles sont les moins coûteuses pour satisfaire une demande constante tout au long de l'année. En revanche, pour de faibles durées d'appel (en pointe), on fait appel à des turbines à combustion diesel.

Graphique 2bis : moyens de production utilisés par durée d'appel



Le parc nucléaire existant en France est donc consacré à la satisfaction de la demande en base¹⁰, qui correspond à une puissance d'environ 35 GW. Nous considérerons que c'est cette puissance que devront également satisfaire les centrales construites pour le renouveler. Le fait que cette puissance soit supposée égale en 2020 à sa valeur actuelle (puis qu'elle soit invariable) repose sur plusieurs considérations. Tout d'abord, les possibilités d'échange d'électricité entre opérateurs, entre pays, ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité en Europe (que nous ne prenons pas en compte par la suite) rendent raisonnable le dimensionnement a minima du projet. Par ailleurs, le seuil de 35GW constitue une référence indiscutable. Enfin, les perspectives à long terme font état d'une croissance très modérée (1 à 2%) de la demande d'électricité en France¹¹.

On peut remarquer que cette puissance, prise basse par prudence, est a priori plutôt défavorable aux moyens de production de masse comme l'EPR, qui ont des coûts fixes importants qui nécessitent d'être amortis par la vente de volumes importants.

La quantité annuelle d'électricité à produire est donc finalement supposée égale à 306,6 TWh (306,6 milliards de kWh), ce qui correspond à une puissance de 35GW appelée pendant les 8760 heures que compte une année.

II.2 - L'offre d'électricité : équipements et coûts de production

Nous distinguons trois catégories de centrales : la centrale de référence EPR (ou prototype EPR) ; les centrales EPR ; les centrales à gaz. Ces deux dernières catégories concernent des centrales dites *matures*, disponibles en 2015 pour mise en service en 2020, et concurrentes pour le renouvellement du parc français. La centrale de référence EPR est quant à elle un investissement de recherche, à construire éventuellement en 2000.

Pour les centrales matures, les caractéristiques techniques (cf. tableau 1) et économiques (cf. calculs suivants et tableau 2) ont été extrapolées de l'étude *Les coûts de référence de la production électrique*, réalisée en 1997 par la Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon (DIGEC) du Secrétariat d'Etat à l'Industrie. Ces coûts de référence sont établis pour deux taux d'actualisation différents (5% et 8%), que nous avons choisis pour tous les calculs d'actualisation menés par la suite¹².

Tableau 1 : Caractéristiques techniques des centrales matures en 2020

<i>Par centrale</i>	EPR	Gaz
Durée de vie (années)	40	40
Puissance en base (MW)	1500	660
Taux de disponibilité (%)	90 %	90 %

La centrale de référence EPR

A la suite de consultations avec les industriels concernés, nous retenons l'hypothèse d'un coût de 20 milliards de francs environ pour la centrale de référence. Cette somme (notée I_0) correspond à la construction stricto sensu, ainsi qu'aux frais de recherche et de développement qui seront menés jusqu'à l'année 2015. Le coût de la centrale de référence est faiblement dépendant du taux d'actualisation retenu, nous le supposons constant par souci de simplification. Enfin, compte tenu des incertitudes techniques pesant sur un tel projet et des surcapacités à moyen terme du parc de production électrique européen, nous avons choisi de ne pas valoriser l'énergie produite par la centrale de référence durant la période 2000 - 2015, et de ne pas non plus valoriser le gain qu'apporterait sa conversion en une centrale EPR mature (si c'était *in fine* le projet EPR qui était retenu en 2015).

Coût de la centrale de référence EPR (I_0)

Taux d'actualisation	5%	8%
I_0 (milliards de francs)	20	20

Les centrales nucléaires EPR

Les données correspondant à ces centrales ont été tirées de l'étude DIGEC déjà mentionnée, puis validées par les industriels concernés. Elles sont compatibles avec les dernières caractéristiques annoncées pour l'EPR par ses développeurs.

Nombre de centrales : Les caractéristiques techniques retenues pour les centrales EPR sont précisées dans le tableau 1. Elles montrent qu'il faut 26 centrales pour satisfaire la demande annuelle d'électricité de 306,6 TWh déterminée précédemment. Le nombre de tranches à bâtir étant supérieur à 10, nous pouvons alors employer les coûts de référence correspondant à un développement *en série* de l'EPR (ces coûts intègrent les économies d'échelle associées à la construction en grand nombre des centrales).

Coût d'investissement I_n : Sur ces bases, le coût d'investissement par kW qui comprend les coûts de construction, les frais de maîtrise d'œuvre, les intérêts intercalaires, les frais d'exploitation, les aléas sur planning et le démantèlement final est évalué à 11781 F dans le cas d'un taux d'actualisation à 8% et à 10963 F dans le cas d'un taux d'actualisation à 5% (la différence provient notamment des intérêts intercalaires). Au total, le coût de construction des centrales EPR est donc de 459,5 milliards de francs si le taux d'actualisation est de 8% et de 427,6 milliards de francs si le taux d'actualisation est de 5%.

Coût d'investissement en centrales nucléaires EPR matures (I_n)

Taux d'actualisation	5%	8%
I_n (milliards de francs)	427,6	459,5

Coût annuel d'exploitation C_n : Le coût de production d'un kWh avec la technologie nucléaire EPR est évalué à 5,8 cF quel que soit le taux d'actualisation. Ce coût comprend non seulement le prix du combustible nucléaire mais aussi les coûts d'exploitation et les dépenses de recherche et développement (autres que celles prévues pour le prototype). Finalement le coût annuel de production de l'électricité par l'EPR est donc supposé égal à 17,9 milliards de francs.

Coût annuel d'exploitation des centrales nucléaires EPR matures (C_n)

Taux d'actualisation	5%	8%
C_n (milliards de francs)	17,9	17,9

Les centrales à gaz à cycles combinés

Pour ces centrales, qui correspondent à des techniques déjà existantes et appliquées, les données ont été prises égales à celles de l'étude de la DIGEC, à l'exception de la durée de vie économique qui a été supposée égale à 40 ans (contre 25 dans l'étude de la DIGEC). Cette hypothèse vise à traduire les gains de performance attendus d'ici 2015 par rapport aux centrales existantes (elle permet aussi de disposer d'une durée de vie économique comparable à celle des centrales EPR)¹³.

Nombre de centrales : Compte tenu des caractéristiques techniques retenues pour les centrales à gaz (cf. tableau 1), satisfaire la demande annuelle d'électricité de 306,6 TWh déterminée précédemment nécessite 59 centrales.

Coût d'investissement I_g : Pour calculer le coût de l'investissement correspondant à la construction des 59 centrales à gaz, nous utilisons le coût de l'investissement nécessaire à la production d'un kW en base (il comprend, outre les coûts de construction, les frais de mise en œuvre, les frais intercalaires, les frais de pré-exploitation et les aléas sur planning). Les données de la DIGEC font état de deux coûts différents selon le taux d'actualisation retenu : 3827 francs si le taux d'actualisation est de 8% et 3662 francs si le taux d'actualisation est de 5%. Nous en déduisons le coût total d'investissement pour les centrales à gaz, égal à 149 milliards de francs si le taux d'actualisation est de 8% et à 142,6 milliards de francs si le taux d'actualisation est de 5%.

Coût d'investissement en centrales à gaz (I_g)

Taux d'actualisation	5%	8%
I_g (milliards de francs)	142,6	149,0

Coût annuel d'exploitation C_g

Nous notons X_g le coût de production d'un kWh par une centrale à gaz. X_g comprend les coûts d'exploitation de la centrale et le prix du combustible utilisé. Comme pour les centrales EPR, il ne dépend pas du taux d'actualisation retenu. La fonction donnant X_g selon le prix du gaz P a été calculée par la DIGEC, selon une méthode qui a été reconstituée par régression linéaire. Ainsi,

$$X_g = aP + b$$

où a et b sont deux constantes. En utilisant l'unité traditionnelle pour les quantités de gaz (la British thermal unit¹⁴), X_g s'exprime en francs (F), P en F/MBtu, a en MBtu/kWh, et b en F/kWh. Nous obtenons alors

$$a=0,0045 \text{ et } b=0,098$$

Finalement, le coût de production annuel de l'électricité par des centrales à gaz, noté C_g et exprimé en francs se déduit du prix du gaz P par :

$$C_g = 306,6 \cdot 10^9 \cdot X_g = (1,38 \cdot P + 30) \cdot 10^9$$

Avec un prix du gaz de 12 francs par MBtu (prix type en 1999) le coût de production annuel serait ainsi égal à 46,6 milliards de francs, soit environ 2 fois et demi le coût de production de l'EPR.

Coût annuel d'exploitation des centrales à gaz (C_g)

Taux d'actualisation	5%	8%
C_g (milliards de francs) en fonction du prix P du gaz (F/MBtu)	$30 + 1,38.P$	$30 + 1,38.P$
C_g (milliards de francs) pour $P = 12$ F/MBtu	46,6	46,6

Conclusion sur les coûts relatifs de l'EPR et des centrales à gaz

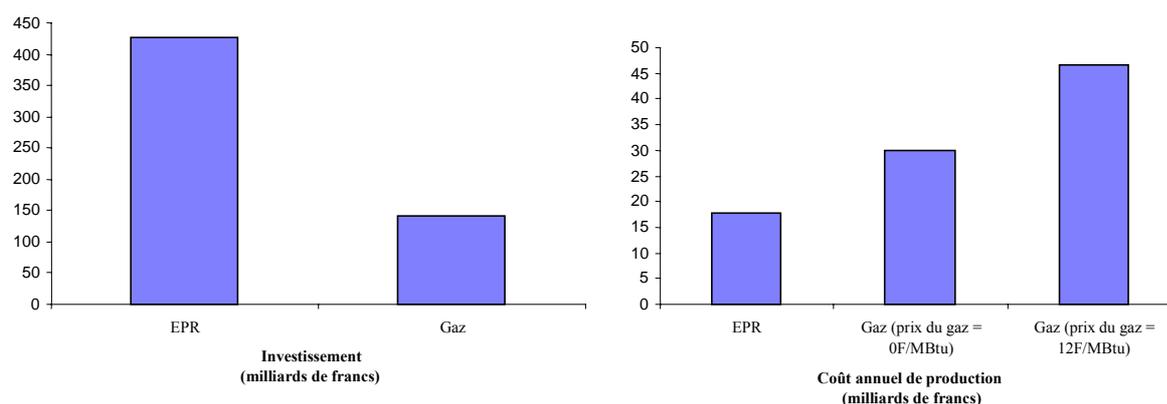
Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 2.

Tableau 2 : Coûts de l'EPR et des centrales à gaz (en milliards de francs)

Taux d'actualisation		5%	8%
Coûts d'investissement			
Gaz - en 2015	I_g	142,6	149,0
Nucléaire EPR – en 2000	I_0	20,0	20,0
Nucléaire EPR – en 2015	I_n	427,6	459,5
Coûts de production annuels (à partir de 2020)			
Gaz (avec P le prix du gaz en F/MBtu)	C_g	$30+1,38P$	$30+1,38P$
Nucléaire EPR	C_n	17,9	17,9

Les centrales à gaz se distinguent par des investissements plus légers que ceux des centrales EPR, mais inversement par des coûts de production plus élevés (cf. graphique 2 ter). Une fois les centrales EPR construites, il serait plus coûteux de produire par des centrales à gaz, même si le gaz était gratuit (coût annuel de 30 milliards de francs avec le gaz, contre 17,9 milliards de francs avec l'EPR). C'est pourquoi, si l'investissement en centrales EPR matures est réalisé, le planificateur n'a jamais intérêt à désinvestir pour passer au gaz.

**Graphique 2 ter : Coûts de l'EPR et des centrales à gaz en 2015
(actualisation à 5%)**

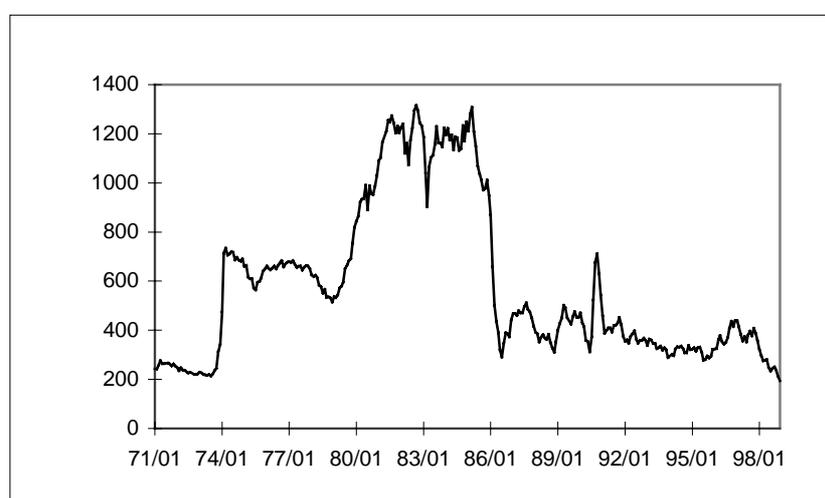


Enfin, pour tenir compte des possibles erreurs d'estimation des coûts, nous présentons, dans la troisième section de cet article, une analyse de la sensibilité de nos résultats à ces paramètres.

II.3 - Les prévisions pour le prix du gaz

Le coût de production de l'électricité par les centrales à cycles combinés dépend du prix du gaz dont l'évolution est incertaine. Jusqu'à présent, l'approvisionnement en gaz de la France relevait majoritairement de contrats de long terme signés par GDF (contrats dits *take or pay*)¹⁵, dont les prix étaient indexés sur les cours des produits pétroliers concurrents. Nous pouvons donc estimer la tendance et la volatilité passées des prix du gaz en examinant l'évolution des prix du pétrole. Certes, l'ouverture à la concurrence du marché européen du gaz pourrait remettre en cause à l'avenir le poids des contrats *take or pay*, ainsi que l'indexation des prix du gaz sur le cours des produits pétroliers. Toutefois, dans l'hypothèse où le renouvellement du parc français se ferait par des centrales à cycles combinés en 2015, les volumes de gaz nécessaires seraient tels que les opérateurs chercheraient certainement à garantir en grande partie leurs approvisionnements par des contrats de long terme, plutôt que de recourir intégralement à des arbitrages de court terme sur des marchés spots¹⁶. Mais ces contrats de long terme prévoient sans doute des formules nouvelles d'indexation des prix, avec probablement une référence (au moins partielle) au prix spot apparaissant sur les nouveaux marchés de négoce et de cotation du gaz. Le prix des contrats de long terme pourrait donc être plus volatil que celui des produits pétroliers. Quoi qu'il en soit, gaz et produits pétroliers devraient demeurer en partie des substituts, et les évolutions de leur prix devraient donc rester corrélées même si la libéralisation du marché du gaz est trop récente en Europe pour que nous puissions prévoir avec suffisamment de certitude son impact sur la volatilité des prix. L'estimation des paramètres du processus suivi par les prix du gaz est donc ici effectuée à l'aide d'une série sur le prix du pétrole dont le graphique 3 retrace l'évolution de 1971 à 1998.

Graphique 3 : Prix du pétrole brut importé en France (en francs 1980 par tonne)



Les mouvements browniens sont une façon habituelle en finance de modéliser l'évolution des variables incertaines. Parmi les différentes formes fonctionnelles possibles, nous avons envisagé trois cas susceptibles de rendre compte de l'évolution décrite dans le graphique 3. La première possibilité consiste à utiliser un mouvement brownien géométrique qui permet de décrire l'évolution d'une variable toujours positive (comme dans le cas d'un prix) et dont le principal intérêt est de faciliter les calculs analytiques. La seconde possibilité consiste à autoriser l'existence d'un phénomène de *retour à la moyenne* exogène dont on peut rendre compte en utilisant un processus de Ornstein-Uhlenbeck sur le logarithme du prix du pétrole. Enfin, le graphe de la série d'évolution du prix du pétrole depuis 1971 laisse supposer qu'aux chocs permanents et de petite taille dont rend compte l'incrément du processus de Wiener présent dans les mouvements browniens (avec ou sans retour à la moyenne), s'ajoutent des chocs discrets dont l'occurrence est plus rare mais qui ont pour effet un décrochement brutal du prix du pétrole (à la hausse ou à la baisse). Pour rendre compte de l'éventuelle existence de ces chocs discrets on peut adjoindre un processus de Poisson au mouvement brownien géométrique, c'est la troisième possibilité envisagée. Pratiquement, on va donc considérer les trois processus suivants :

1. Un mouvement brownien géométrique dont la discrétisation exacte est donnée par :

$$\ln P_t - \ln P_{t-1} = (\alpha - \sigma^2 / 2) + \sigma \varepsilon_t \quad (1)$$

où P_t est le prix du gaz à la date t , α est la tendance déterministe du processus stochastique suivi par le prix du gaz, σ est la volatilité par unité de temps du prix du gaz et ε est un choc aléatoire tiré dans une loi normale centrée réduite et dont les réalisations ne sont pas corrélées dans le temps.

2. La somme d'un processus brownien géométrique standard et de réalisation de chocs discrets :

$$\ln P_t - \ln P_{t-1} = (\alpha - \sigma^2 / 2) + \sigma \varepsilon_t + \sum_{j=1}^{m_t} \ln Y_j \quad (2)$$

L'équation (2) décrit qu'entre l'instant $t-1$ et l'instant t , la variation du logarithme du prix du pétrole est la somme d'un terme déterministe $(\alpha - \sigma^2 / 2)$ et de deux termes stochastiques. Le premier est tiré dans une loi normale d'espérance nulle et de variance unitaire. Le second est la somme de chocs indépendants tirés dans une loi normale de moyenne μ et d'écart type δ , le nombre de ces chocs m_t suit une loi de Poisson d'espérance λ .

3. Un processus de Ornstein-Uhlenbeck sur le logarithme du prix :

$$d \ln P = \eta (\ln \bar{P} - \ln P) dt + \sigma dz$$

où \bar{P} est le niveau de prix « normal » vers lequel le prix du pétrole convergerait en l'absence de choc et où ηdt indique la proportion de l'ajustement entre le logarithme du prix courant et celui du prix « normal » seuil qui est réalisé sur l'intervalle de temps dt . Cet ajustement est continûment perturbé par des chocs de moyenne nulle et d'écart type $\sigma^2 dt$ (dz est l'incrément d'un processus de Wiener). La discrétisation de ce processus est donnée par :

$$\ln P_t - \ln P_{t-1} = (1 - e^{-\eta}) [\ln \bar{P} - \ln P_{t-1}] + \frac{\sigma}{\sqrt{2\eta}} \sqrt{(1 - e^{-2\eta})} \varepsilon_t \quad (3)$$

où ε est un choc aléatoire tiré dans une loi normale centrée réduite et dont les réalisations ne sont pas corrélées dans le temps.

Les paramètres des équations (1), (2) et (3) peuvent être estimés par la méthode du maximum de vraisemblance. Les estimations économétriques ont été menées sur données trimestrielles¹⁷ de 1971 à 1998. Les résultats sont présentés dans le tableau 3.

Tableau 3 : Estimation des paramètres du processus suivi par le prix du pétrole, données trimestrielles

<i>Processus retenu équation correspondante</i>	<i>BG (1)</i>	<i>BG (1) avec $\alpha=0$</i>	<i>BG + chocs (2)</i>	<i>OU (3)</i>
α	0,013 (0,81)		0,004 (0,009)	
σ^2	0,027 (0,002)	0,027 (0,002)	0,007 (0,001)	0,94 (0,062)
λ			0,17 (0,07)	
μ			-0,008 (0,13)	
δ^2			0,149 (0,12)	
η				0,046 (0,034)
$\ln \bar{P}$				5,81 (2,31)
Log de la vraisemblance	144,7	144,3	179,0	-49,54

Entre parenthèses figurent les écarts types estimés des coefficients

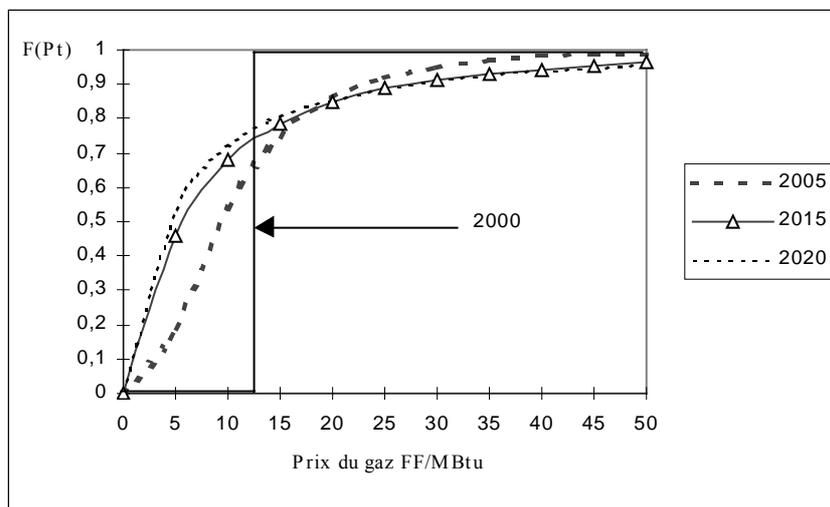
La première colonne du tableau 3 donne les estimations du mouvement brownien géométrique décrit par l'équation (1) : le paramètre α n'apparaît pas significativement différent de zéro. En le contraignant à être nul, on trouve les estimations décrites dans la deuxième colonne : cela n'affecte pas l'estimation du carré de la volatilité, évaluée à 0,027 par trimestre, soit une volatilité annuelle égale à environ 0,33 ($=\sqrt{4 \times \sigma^2}$). Lorsque l'on estime le même modèle augmenté de chocs discrets (troisième colonne du tableau 3), la plupart des coefficients ne sont pas significativement différents de zéro, seul le carré de la volatilité (σ^2) et le paramètre de la loi de Poisson (λ , qui représente le nombre moyen de chocs discrets par trimestre) ont des écarts types faibles. Un test de chi2 conduit pourtant à accepter ce modèle comme meilleur que le mouvement brownien géométrique seul. Avec ce processus, le carré de la volatilité pour le logarithme du prix du gaz à l'horizon d'un trimestre est égal à $\sigma^2 + \lambda(\mu^2 + \delta^2) = 0.032$ ce qui est très proche de la valeur 0,027 obtenue pour le mouvement brownien géométrique seul. De plus, la variance de la loi normale dans laquelle sont tirés les chocs discrets (δ^2) n'est pas estimée à une valeur significativement différente de zéro dans le processus (2). On ne retiendra donc pas dans la suite cette représentation du processus suivi par le prix du pétrole¹⁸. La dernière colonne du tableau 3 contient l'estimation des paramètres pour le processus de retour à la moyenne. Comme η , le paramètre de retour à la moyenne, n'est pas significativement différent de zéro, il ne semble pas qu'il y ait un phénomène de retour à la moyenne pour le prix du pétrole et on ne retient pas non plus cette modélisation.

Les résultats obtenus conduisent donc à retenir une tendance déterministe nulle ($\alpha=0$) et une volatilité σ égale à environ 0,3 ($\sigma^2=0,1$). L'hypothèse d'une tendance déterministe nulle, acceptée par les tests statistiques, est aussi celle retenue pour les prévisions à long terme faites pour l'évolution de ce prix dans la plupart des pays de l'OCDE¹⁹.

On sait par ailleurs que, sur un intervalle de temps T , la variation du logarithme du prix obéissant à un processus de type (1) suit une loi normale d'espérance $(\alpha - \sigma^2/2)T$ et de variance $\sigma^2 T$. Identifier les paramètres de l'équation (1) permet donc de connaître, pour un prix courant donné, toute la distribution du prix du gaz à un horizon de temps donné. Le graphique 4 ci-dessous retrace la fonction de répartition pour le prix du gaz à différents horizon de temps lorsque le prix courant du gaz en 2000 est de 12F/MBtu. Comme la tendance déterministe est nulle, la prévision est indépendante de l'horizon de prévision : il est optimal de prévoir que le prix de demain, celui d'après demain... sera égal à celui observé aujourd'hui. Cependant, à mesure que l'horizon de projection s'éloigne, la probabilité que le prix du gaz diffère de cette prévision

s'accroît. C'est ce qu'illustrent les fonctions de répartition du graphique 4 où l'on suppose que le prix du gaz est de 12F/MBtu en 2000 : à l'horizon de 5 ans, la probabilité que le prix soit en dessous de 10F/MBtu est de 55% et la probabilité que ce prix soit supérieur à 14F/MBtu est de 23% seulement. A l'horizon de 15 ans, la probabilité que le prix du gaz soit en dessous de 10F/MBtu est de 68% et la probabilité qu'il soit au dessus de 14F/MBtu est de 23%.

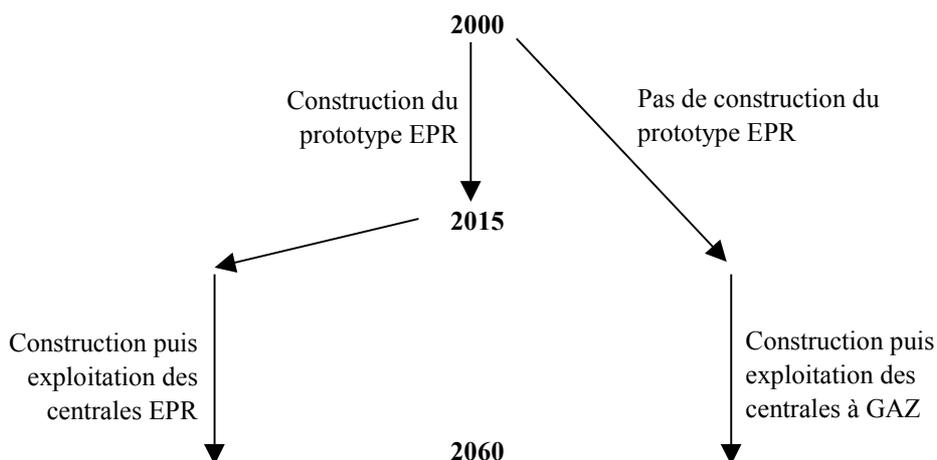
**Graphique 4: Fonction de répartition pour le prix du gaz à différents horizons
(pour un prix de 12F/MBtu en 2000)**



II.4 - La règle de la valeur actualisée nette standard

Nous calculons ici la Valeur Actualisée Nette du projet EPR (construction du prototype en 2000 puis des centrales EPR en 2015) comparé au projet de production de l'électricité à l'aide de centrales à gaz à cycles combinés. Elle correspond à l'arbre de décision indiqué sur le graphique 5, où la possibilité de recourir au gaz en 2015 est supprimée lorsque le prototype EPR a été construit en 2000.

Graphique 5 : arbre de décision associé au calcul de la VAN standard



Cette méthode n'est pas correcte parce qu'elle ne prend pas explicitement en compte la flexibilité, c'est-à-dire ici la possibilité de ne pas construire les centrales nucléaires en 2015 alors même que la centrale de référence EPR aura été construite. Cependant, comme l'un de nos objectifs est d'illustrer l'intérêt de la prise en compte de la flexibilité, la VAN, qui est de loin la méthode la plus répandue pour évaluer la rentabilité d'un projet,

sert de point de repère pour mesurer l'apport de l'approche qui sera développée ultérieurement. Par ailleurs, ce que l'on appellera ultérieurement la valeur de la flexibilité est la différence entre la valeur du projet prenant en compte la flexibilité et la VAN standard calculée ici.

Pour calculer la VAN nous utilisons l'espérance du prix de la variable incertaine (le prix du gaz) pour évaluer la somme actualisée des profits à attendre du projet nucléaire (construction du prototype en 2000 et équipement en centrales EPR en 2015) nette des coûts d'investissements. La règle de décision associée à cette VAN est simple : si la VAN est positive on construit le prototype, sinon on ne le construit pas. Dans le cas qui nous intéresse, (en notant P_x , le prix du gaz l'année 2000+x) l'expression de la VAN est la suivante :

$$VAN_{2000} = - \left[I_0 + \frac{I_n}{(1+r)^{15}} + \sum_{i=0}^{39} \frac{C_n}{(1+r)^{i+20}} \right] + \left[\frac{I_g}{(1+r)^{15}} + \sum_{i=0}^{39} \frac{E_0(AP_{i+20} + B)}{(1+r)^{i+20}} \right]$$

où nous reprenons les notations adoptées au 2.2. et où $E_0(AP_x+B)$ désigne l'espérance en 2000 du coût de production par des centrales à gaz x années après l'an 2000.

La première partie de l'expression de VAN_{2000} prend en compte l'ensemble de coûts (investissements et production) associés au projet nucléaire, ces coûts sont comptés négativement. La seconde partie de l'expression est l'espérance des coûts (investissement et production) associés au projet gazier, ces coûts interviennent positivement dans l'expression de VAN_{2000} dans la mesure où ils seront évités si c'est le projet nucléaire qui est adopté.

Cette expression peut être réécrite sous la forme :

$$VAN_{2000} = \left[-I_0 + \frac{I_g - I_n}{(1+r)^{15}} \right] + \left[\sum_{i=0}^{39} \frac{E_0(AP_{i+20} + B) - C_n}{(1+r)^{i+20}} \right] \quad (4)$$

où la première partie de l'expression traduit le surcoût actualisé de l'investissement dans le projet nucléaire (y compris le prototype) par rapport à l'investissement gazier. La seconde partie de l'expression (4) est l'espérance de la somme actualisée des gains (ou des pertes) d'exploitation liée(e)s à la production d'électricité à l'aide de centrales nucléaires relativement au gaz.

Tableau 4 : Calcul de la Valeur Actualisée Nette standard du projet EPR

Taux d'actualisation	r	5%	8%
Eléments de calcul de la VAN (milliards de francs)			
pour un prix du gaz de 12F/MBtu en 2000			
Coût du prototype EPR	I_0	20	20
Coût de l'investissement en centrales matures EPR (% gaz)	$\frac{I_g - I_n}{(1+r)^{15}}$	134,6	93,5
Gain à l'exploitation de l'EPR de 2020 à 2060 (% gaz)	$\sum_{i=0}^{39} \frac{E_0(AP_{i+20} + B) - C_n}{(1+r)^{i+20}}$	182,3	69,4
Valeur Actualisée Nette du projet EPR	VAN_{2000}	27,7	-44,3
Prix du gaz en 2000 annulant VAN_{2000} (en francs/MBtu)	P_0	8,8	25,0

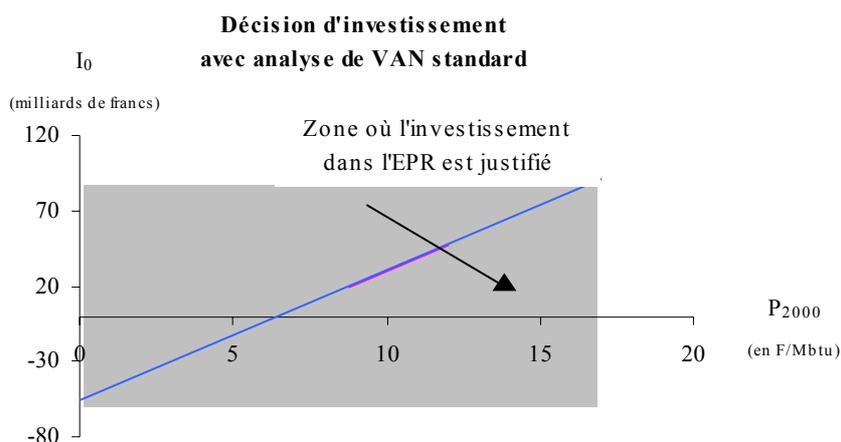
Le tableau 4 contient les valeurs obtenues pour VAN_{2000} lorsque le prix du gaz en 2000 est de 12F/MBtu et pour les deux taux d'actualisation. Il donne également le niveau de prix du gaz en 2000 pour lequel cette valeur actualisée nette s'annule (prix seuil au delà duquel le projet EPR est jugé rentable). Pour un taux d'actualisation de 5%, VAN_{2000} est positive et donc (si l'on s'en tient à la règle de décision classique) on construit la centrale de référence EPR en 2000. Pour un taux d'actualisation de 8%, VAN_{2000} est négative et l'application de la règle classique conduit au rejet du projet de construction de la centrale de référence EPR. Deux effets opposés jouent en sens inverse lorsque le taux d'actualisation augmente. D'une part le surcoût actualisé de l'investissement en nucléaire est ressenti d'autant plus faiblement en 2000 que le taux d'actualisation est élevé (les investissements de remplacement des centrales nucléaires ont lieu en 2015).

D'autre part, comme le gain à l'exploitation des centrales nucléaires n'apparaît qu'en 2020 et s'étale jusqu'en 2060, la hausse du taux d'actualisation réduit de façon mécanique le bénéfice lié à l'utilisation de la technologie nucléaire. Un taux d'actualisation élevé joue donc en faveur du nucléaire lorsqu'il s'agit d'actualiser les coûts d'investissement, et en sa défaveur lorsqu'il s'agit d'actualiser les coûts de production. C'est ici le second effet qui domine et la propension à adopter la technologie nucléaire décroît avec le taux d'actualisation retenu.

Le taux d'actualisation pour lequel la VAN s'annule est par définition le Taux de Rentabilité Interne du projet. Nous savons qu'il est ici compris entre 5% et 8% pour un prix du gaz de 12F/MBtu en 2000. Déterminer précisément le TRI nécessiterait de connaître la variation de I_g et I_n avec r , ce dont nous ne disposons pas. On peut toutefois approcher le TRI en supposant que, sur l'intervalle considéré ($5\% \leq r \leq 8\%$), I_g et I_n varient linéairement avec r . On obtient alors un TRI égal à 6%.

Remarquons enfin que, dans le cas où le taux d'actualisation est de 8%, l'application de la règle de la valeur actualisée nette positive conduit à rejeter la construction du prototype même si la construction et les tests du prototype pouvaient se faire sans coût. En effet, la valeur du prototype qui a été retenue est de 20 milliards de francs alors que VAN_{2000} est négative de -44.3 milliards de francs : un coût plus faible (voire nul) pour le prototype ne changerait donc pas dans ce cas, le signe de la valeur actualisée nette (qui vaudrait -24,3 milliards avec un prototype gratuit). Ceci souligne bien, le caractère insatisfaisant de la règle de la valeur actualisée nette qui conduit ici à juger non rentable la construction du prototype même lorsque celle-ci ne coûte rien !

La zone du plan (prix du gaz en 2000 ; coût du prototype) où l'investissement dans le projet EPR apparaît justifié par la règle de la VAN standard est indiquée graphiquement ci dessous.



III - La prise en compte de la flexibilité

La règle de la Valeur Actualisée Nette standard est insuffisante lorsqu'une grande incertitude pèse sur l'évolution de la rentabilité du projet auquel elle est appliquée et lorsqu'il existe des possibilités d'abandon. En effet, en présence d'incertitude et de choix séquentiels, comme c'est le cas ici puisqu'il s'agit de décider d'un investissement (la centrale de référence) qui élargit les possibilités de choix de demain, le calcul de la rentabilité du projet doit explicitement prendre en compte le fait qu'il n'est pas certain que le projet nucléaire sera mené à bout. Si le prix du gaz est suffisamment bas au moment où la décision finale entre nucléaire et gaz est prise (en 2015), c'est le gaz qui sera choisi et le nucléaire sera abandonné alors même que le prototype aura été construit. La règle de la VAN standard n'intègre pas cette possibilité et les calculs sont menés comme si la construction du prototype en 2000 était nécessairement suivie de la construction des centrales nucléaires en 2015 : la flexibilité donnée par le prototype n'est donc pas prise en compte. C'est cet oubli qui conduit la règle de la VAN standard positive à rejeter la construction du prototype même si celle-ci pouvait se faire sans coût.

Une autre façon de voir les choses consiste à envisager la construction du prototype comme l'achat d'une assurance contre les « mauvais états de la nature » (ici des hausses exceptionnelles du prix du gaz), assurance dont la valeur doit être explicitement prise en compte au moment de la prise de décision. Pour dire les choses autrement, on peut chercher à savoir combien le décideur est prêt à payer aujourd'hui pour éviter de se trouver dans la situation où en 2015 le prix du gaz est élevé et où il n'y a pas d'autre solution que la production d'électricité par des centrales à gaz. Dans le cas où le décideur disposerait de toutes les caractéristiques économiques des projets dès 2000, le prix qu'il serait prêt à payer pour pouvoir s'assurer contre le mauvais état de la nature serait nul puisqu'il aurait déjà en main toutes les données du problème (et notamment le prix du gaz en 2015) pour effectuer son choix. Les calculs de VAN standard seraient alors pertinents. Si, en revanche, pendant ce laps de temps, des informations sur l'évolution du prix du gaz sont susceptibles de lui parvenir, et s'il peut attendre avant de prendre la décision irréversible entre centrales nucléaires et centrales à gaz, la construction du prototype représente bien une assurance. La règle de la VAN standard n'est plus alors pertinente pour évaluer la rentabilité d'un tel projet.

Pour résoudre le problème du décideur public, il faut alors procéder à rebours en identifiant tout d'abord la règle de décision entre gaz et EPR en 2015 (sous l'hypothèse que la centrale de référence a été construite en 2000). Nous en déduisons ensuite, compte tenu du prix courant du gaz et de l'incertitude qui pèse sur son évolution, s'il convient ou non de construire le prototype EPR en 2000. Nous considérons ici successivement ces deux étapes : la décision en 2015 (en supposant que le prototype a été construit en 2000), puis la décision en 2000.

Il convient ici de dire un mot sur le taux d'actualisation que nous allons utiliser dans la suite de cet article pour évaluer la valeur de la flexibilité. Nous allons, comme précédemment, supposer que le décideur public se fixe un taux d'actualisation constant dans le temps et indépendant de l'incertitude du projet considéré ; en ce sens, le taux d'actualisation est exogène au projet considéré. Cela nous permet de valoriser le projet de prototype nucléaire en utilisant les outils courants de la programmation dynamique. On aurait pu procéder autrement en traitant simultanément du risque et de la flexibilité, et en valorisant par des méthodes d'arbitrage le projet nucléaire. Dans ce cas, le taux d'actualisation aurait été relié au risque du projet, ce qui peut paraître plus pertinent. La valorisation par arbitrage requiert cependant de pouvoir constituer un portefeuille d'actifs échangés sur les marchés ayant globalement et, à chaque date, la même espérance de rendement et le même risque que le projet que l'on cherche à valoriser. La constitution d'un tel portefeuille n'est pas évidente, les actifs échangeables permettant la constitution d'un tel portefeuille n'existant pas nécessairement. Mais les deux méthodes de valorisation sont identiques (cf. Dixit et Pindyck (1994)). Par ailleurs, l'utilisation de la programmation dynamique nous permet de relier de façon simple la valeur actualisée nette et la valeur prenant en compte la flexibilité.

III.1 - La décision en 2015

Dans le cas où le prototype aura été construit, le choix entre nucléaire et gaz en 2015 se fera en fonction du prix courant du gaz observé à cette date. Comme nous faisons ici l'hypothèse que la décision ne peut être retardée et qu'elle est irréversible, les méthodes d'évaluation classiques (VAN) sont pertinentes en 2015 et la valeur actualisée nette en 2015 de l'option nucléaire par rapport au gaz s'écrit simplement :

$$VAN_{2015} = [I_g - I_n] + \left[\sum_{i=0}^{39} \frac{E_{15}(AP_{20+i} + B) - C_n}{(1+r)^{i+5}} \right] \quad (5)$$

On optera pour le nucléaire dans le cas où cette valeur actualisée nette sera positive (dans le cas contraire on optera pour des centrales à gaz). Nous pouvons comparer cette valeur actualisée nette en 2015 (VAN_{2015}) à celle déjà calculée pour le projet total (VAN_{2000}). Il y a deux différences essentielles entre ces deux valeurs actualisées nettes. D'une part, celle calculée en 2000 prend en compte le coût de développement du prototype, alors qu'en 2015, comme le prototype a été construit, la décision entre gaz et nucléaire n'a plus à faire intervenir les dépenses qui ont de toutes façons déjà été réalisées²⁰. D'autre part, en 2015, l'anticipation pour le prix du gaz de 2020 à 2060 se fait sur la base du prix courant du gaz en 2015 et non pas sur la base de l'observation de ce prix en 2000. On a en fait :

$$VAN_{2000} = -I_0 + \frac{E_{2000}(VAN_{2015})}{(1+r)^{15}}$$

A partir de l'équation (5) nous pouvons calculer le niveau du prix du gaz en 2015 au dessus duquel on décidera de construire des centrales EPR. Si le prix du gaz est en dessous de ce niveau, on préférera, à l'inverse, la construction de centrales à gaz. Ce prix seuil (noté P^*) qui est celui qui annule VAN_{2015} , dépend des hypothèses faites sur le taux d'actualisation et sur le processus stochastique suivi par le prix du gaz.

Le tableau 5 contient les résultats lorsque le prix du gaz en 2015 est de 12F/MBtu. Bien évidemment, nous constatons que VAN_{2015} décroît avec le taux d'actualisation. Nous constatons aussi que le prix du gaz en 2015 à partir duquel il est rentable de trancher en faveur du nucléaire (dernière ligne du tableau 3) est une fonction croissante du taux d'actualisation. Nous constatons enfin que le prix seuil P^* en 2015 est plus bas que le prix seuil en 2000 (cf. tableau 4). Ceci vient du fait que les calculs de VAN ont été menés ici sous l'hypothèse que le prototype a été construit en 2000, de telle sorte qu'il n'y a plus lieu de faire apparaître son coût dans le calcul de rentabilité ; nous obtenons alors un prix seuil inférieur à celui mis en évidence dans les calculs de VAN_{2000} . Ainsi en 2015, sous l'hypothèse que le prototype a été construit en 2000 (décision dont nous envisageons la pertinence à l'étape suivante de la résolution à rebours du programme du décideur public), il suffit que le prix du gaz soit de 6,5F/MBtu en 2015 pour que le projet nucléaire soit considéré comme rentable dans le cas où le taux d'actualisation est de 5%, et de 19,2F/MBtu lorsque le taux d'actualisation est de 8%.

Tableau 5 : Calcul de la Valeur Actualisée Nette en 2015 du projet EPR

Taux d'actualisation	r	5%	8%
Eléments de calcul de la VAN (milliards de francs)			
pour un prix du gaz de 12F/MBtu en 2015			
Coût de l'investissement en centrales matures EPR (% gaz)	$I_g - I_n$	285,0	310,5
Gain à l'exploitation de l'EPR de 2020 à 2060 (% gaz)	$\sum_{i=0}^{39} \frac{E_{15}(AP_{i+20} + B) - C_n}{(1+r)^{i+5}}$	386,0	230,4
Valeur Actualisée Nette en 2015 du projet EPR	VAN_{2015}	101,0	-80,14
Prix du gaz en 2015 annulant VAN_{2015} (francs/MBtu)	P^*	6,5	19,2

III.2 - La décision en 2000

En 2000, la valeur associée à la construction du prototype dépend de la probabilité pour que l'on opte pour le gaz en 2015 alors que l'on a construit le prototype (cas où VAN_{2015} se révèle finalement négative et où le prototype a été construit « pour rien »). L'incertitude sur l'évolution du prix du gaz fait que l'on ne connaît pas dès 2000 la valeur actualisée nette du nucléaire en 2015, mais son espérance. Par ailleurs, la modélisation retenue pour le processus suivi par le prix du gaz fait que l'on connaît aussi la distribution de probabilité du prix à cette date. Cette dernière information, qui n'était pas utilisée pour le calcul de la VAN en 2000, détermine en fait la probabilité que le gaz soit adopté alors même que le prototype a été construit et elle est indispensable au calcul de la valeur globale du projet prenant en compte la flexibilité. En effet, la valeur en 2000 du projet (que l'on note V_{2000}) qui consiste à construire la centrale de référence « pour voir » et à prendre la décision finale en 2015 s'écrit :

$$V_{2000} = -I_0 + \frac{1}{(1+r)^{15}} E_0 [\max(0; VAN_{2015}(P_{15}))] \quad (6)$$

et la règle de décision est de construire le prototype si cette valeur est positive (et de ne pas le construire si elle est négative). Comme l'espérance du maximum n'est pas le maximum de l'espérance, pour calculer V_{2000} , il faut tenir compte de toute la fonction de densité (notée $f(P_{15})$) pour le prix du gaz en 2015, prise conditionnellement au prix du gaz observé en 2000. L'équation (6) peut alors se réécrire :

$$V_{2000} = -I_0 + \frac{1}{(1+r)^{15}} \int_{P^*}^{\infty} VAN_{2015}(P_{15}) f(P_{15}) dP_{15}$$

où P^* est, par définition (cf. 3.1.), le prix du gaz en 2015 au dessus duquel VAN_{2015} est positive.

Cette valeur du projet prend explicitement en compte l'éventualité que le prix du gaz soit suffisamment bas en 2015 pour que la production d'électricité par l'EPR ne soit pas rentable en 2015 ($P_{15} < P^*$) alors même que le prototype a été construit. La difficulté du calcul vient du fait que VAN_{2015} dépend elle-même du prix du gaz. On montre que (cf. par exemple Bar-Ilan et Strange (1996)) :

$$V_{2000} = -I_0 + [1 - F(u - \sigma\sqrt{15})] \left[\sum_{i=0}^{39} \frac{E_0 [AP_{i+20}]}{(1+r)^{i+20}} \right] + [1 - F(u)] \left[\frac{I_g - I_n}{(1+r)^{15}} + \sum_{i=0}^{39} \frac{B - C_n}{(1+r)^{i+20}} \right] \quad (7)$$

où $F(\cdot)$ est la fonction de répartition d'une loi normale et où u est une variable aléatoire suivant une loi normale centrée réduite :

$$u = \frac{\ln P^* - E_0 [\ln P_{15}]}{\sigma\sqrt{15}} = \frac{\ln P^* - [\ln P_0 + (\alpha - \sigma^2 / 2) \times 15]}{\sigma\sqrt{15}} \quad (8)$$

$[1 - F(u)]$ est donc la probabilité que le prix du gaz en 2015 soit supérieur à la valeur seuil P^* à partir de laquelle on préfère l'EPR aux centrales à gaz.

On vérifie que $V_{2000} > VAN_{2000}$. La prise en compte de la possibilité d'abandonner le projet nucléaire à l'issue de la période d'utilisation du prototype (parce que le prix du gaz est finalement trop faible pour que l'on juge rentable la production d'électricité par l'EPR) augmente la valeur du projet puisque les lourdes dépenses d'investissement associées à la construction des centrales nucléaires ne seront alors pas réalisées. Nous notons $VF(P_0)$ la valeur de la flexibilité associée au processus pour un prix courant du gaz P_0 en 2000 :

$$VF(P_0) = V_{2000}(P_0) - VAN_{2000}(P_0) \quad (9)$$

Le tableau 6 ci-dessous contient les résultats numériques obtenus pour la valeur globale du projet ainsi que pour la valeur de la flexibilité lorsque le prix courant du gaz est égal à 12F/MBtu en 2000 ($P_0=12$).

Tableau 6 : Valeur de l'investissement dans le prototype EPR (prenant en compte la flexibilité)

Taux d'actualisation	r	5%	8%
Hypothèse sur le prix du gaz en 2000 (<i>en francs/MBtu</i>)	P_0	12	12
Valeur de l'investissement dans le prototype EPR (<i>milliards de francs</i>)	V_{2000}	45,1	-6,8
Valeur Actualisée Nette standard du projet EPR (rappel) (<i>milliards de francs</i>)	VAN_{2000}	27,7	-44,3
Valeur de flexibilité (<i>milliards de francs</i>)	$VF = V_{2000} - VAN_{2000}$	17,4	37,5
Probabilité de ne pas choisir l'EPR en 2015		54%	84%
Prix du gaz en 2000 annulant V_{2000} (<i>francs/MBtu</i>)	P_0	5,5	14,9
Probabilité de ne pas choisir l'EPR en 2015		77%	79%

La prise en compte de la flexibilité (et de la possibilité d'abandonner en route le nucléaire) rend donc la construction du prototype économiquement plus attractive que ne le laissait penser la simple VAN. Toutefois, pour un prix courant de 12F/MBtu en 2000, lorsque le taux d'actualisation est de 8%, la prise en compte de la flexibilité ne suffit pas à rendre rentable la construction du prototype. Pour ce taux d'actualisation, il faut au minimum un prix du gaz égal à 15F/MBtu en 2000 pour que la construction du prototype soit jugée rentable (on rappelle qu'avec la règle de la VAN standard, il fallait que le prix courant du gaz soit égal à 25F/MBtu pour que la construction du prototype soit jugée rentable à ce taux d'actualisation). Cependant, même au prix de 15F/MBtu en 2000, la probabilité pour que l'on construise finalement des centrales EPR en 2015 est faible : 21% seulement.

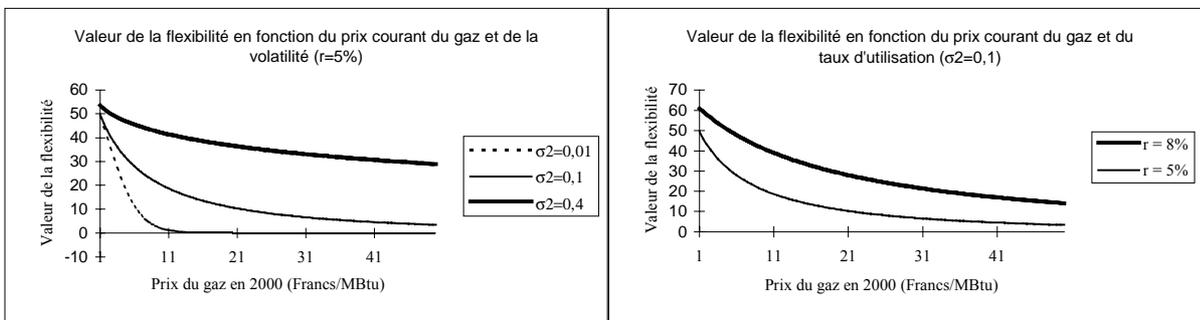
Quel que soit le taux d'actualisation retenu, la probabilité d'adopter finalement l'EPR en 2015 (alors même que le prototype a été construit) est faible. La construction du prototype doit donc être envisagée comme l'achat en 2000 d'une assurance contre les mauvais états de la nature en 2015 (ceux où le prix du gaz est élevé). Même dans le cas le plus favorable au nucléaire qui soit envisagé dans nos simulations (un taux d'actualisation de 5%), la valeur nette du projet a beau être importante (+45 milliards de francs pour un prix

courant du gaz de 12F/MBtu en 2000), la probabilité pour que l'on décide de construire des centrales EPR en 2015 n'est quand même que de 46%. Ces calculs de probabilité soulignent bien l'aspect d'assurance pris en compte dans les valeurs présentées dans le tableau 5.

III.3. - La valeur de la flexibilité et la valeur totale du projet

La valeur de la flexibilité est mesurée par l'écart entre la valeur du projet prenant en compte la flexibilité et la valeur actualisée nette du projet équation (9). La valeur de la flexibilité dépend de tous les paramètres du modèle : incertitude, taux d'actualisation, prix courant du gaz, prix des investissements, délais de mise en œuvre... Compte tenu de la complexité des expressions (7) et (8), calculer analytiquement la façon dont varie la valeur de la flexibilité en fonction des différents paramètres est assez laborieux et il est plus simple d'avoir recours à des simulations. C'est la façon dont nous avons procédé. Les principaux enseignements de nos simulations sont contenus dans le graphique 6 ci-dessous. Les ordres de grandeur obtenus pour la valeur de la flexibilité sont propres au projet étudié dans cet article. Toutefois, le sens des effets des différents paramètres sur la valeur de la flexibilité sont indépendants du projet particulier que nous avons étudié ici.

Graphique 6 : Déterminants de la valeur de la flexibilité



Le graphique 6 montre comment varie la valeur de la flexibilité en fonction du prix courant du gaz et de sa volatilité (dans le cas où le taux d'actualisation est de 5%) ainsi que l'évolution de la valeur de la flexibilité en fonction du taux d'actualisation.

- La valeur de la flexibilité est une fonction croissante de la volatilité : plus l'incertitude sur l'évolution du prix est grande, plus le décideur accorde de la valeur à la flexibilité. Dans le cas extrême où il n'y a pas du tout d'incertitude la valeur de la flexibilité est nulle.
- La valeur de la flexibilité est une fonction décroissante du prix courant : lorsque le prix courant du gaz est très élevé, il y a très peu de chances pour que l'on ne choisisse pas le projet nucléaire en 2015, et le décideur serait prêt à décider immédiatement de s'engager ou non dans la totalité du projet nucléaire.
- La valeur de la flexibilité est une fonction croissante du taux d'actualisation

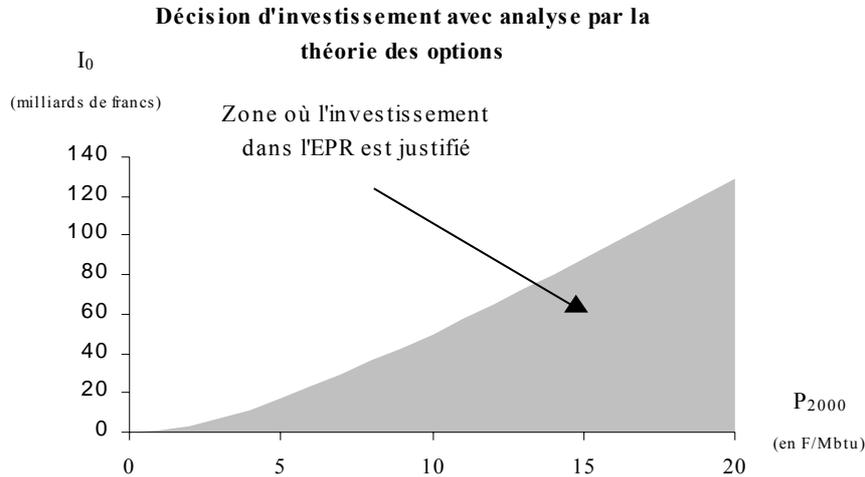
Finalement, compte tenu de ces résultats nous pouvons écrire que la valeur totale du projet (prenant en compte la flexibilité et intégrant donc la valeur de flexibilité dont les variations ont été décrites précédemment) dépend de façon complexe du taux d'intérêt et du prix courant du gaz.

- Un taux d'intérêt élevé réduit la valeur actualisée nette standard VAN_{2000} (et ceci joue en défaveur de la construction du prototype EPR) mais augmente la valeur de la flexibilité VF (ce qui joue en faveur du prototype). Finalement, ici, nous obtenons que la valeur du projet prenant en compte la flexibilité V_{2000} est une fonction décroissante du taux d'actualisation. Le premier effet (diminution de la VAN standard VAN_{2000}) l'emporte donc sur le second (accroissement de la valeur de flexibilité VF). Le TRI du projet est ici égal à 7,1%, supérieur à celui obtenu avec l'approche VAN standard.
- Un prix élevé du gaz augmente VAN_{2000} mais diminue la valeur de la flexibilité. Finalement, ici, nous trouvons que la valeur du projet prenant en compte la flexibilité est une fonction croissante du prix du gaz. Là encore, l'effet VAN standard l'emporte sur l'effet flexibilité.
- Une volatilité élevée du prix du gaz est sans effet sur la valeur actualisée nette standard et augmente la valeur de la flexibilité. La valeur du projet est donc une fonction croissante de la volatilité.

$$V_{2000}(P_0, \sigma, r) = VF_{2000}(P_0, \sigma, r) + VAN(P_0, r) \quad \text{et} \quad VF_{2000}(P_0, \sigma, r) \geq 0$$

On a donc :

Comme nous l'avons fait pour la règle de la VAN standard au 2.4., nous pouvons représenter graphiquement la décision que conduit à prendre la théorie des options réelles, en fonction du prix courant de gaz en 2000 et du coût de la centrale de référence EPR. Nous remarquons que la prise en compte de la flexibilité du processus de décision conduit à augmenter la zone pour laquelle la construction de la centrale de référence EPR est jugée rentable.



III.4 - La sensibilité de l'évaluation du projet aux paramètres exogènes

L'évaluation du projet et la décision de construire ou non le prototype dépendent évidemment de tous les paramètres exogènes : les coûts d'investissement, les coûts de production, la volatilité, la tendance déterministe sur le prix du gaz, le taux d'intérêt... Afin d'apporter un éclairage sur la dépendance de la décision à ces paramètres, le tableau 7 contient les valeurs courantes du prix du gaz en 2000 à partir desquelles la construction du prototype est jugée rentable pour différents jeux d'hypothèses. Nous retrouvons évidemment que la décision de construire le prototype est prise pour un prix courant du gaz supérieur lorsque l'on actualise les coûts et les bénéfices à 8% au lieu de 5%.

Une tendance déterministe positive pour le prix du gaz (hypothèse que n'excluent pas certains prévisionnistes - cf. OCDE(1998)) diminue le prix seuil en 2000, et cette réduction est d'autant plus forte que le taux d'intérêt est élevé (variante a). Ainsi, avec un taux d'actualisation de 8% ; alors qu'il faut que le prix du gaz soit presque égal à 15F/MBtu pour que l'on juge rentable de construire le prototype si l'on n'anticipe pas de hausse pour le prix du gaz, le prototype est jugé rentable dès que le prix du gaz dépasse 11,5F/MBtu si l'on admet que ce prix devrait croître en moyenne de 1% par an. L'effet de l'incertitude sur ce prix seuil est aussi tout à fait remarquable (variantes b et c) : en l'absence d'incertitude ou presque ($\sigma^2=0,0001$) le prix seuil pour la construction du prototype est de 25F/MBtu, il descend à 8.5F/MBtu pour une incertitude beaucoup plus forte ($\sigma^2=0,4$). Cela vient évidemment du fait que, en présence d'une grande incertitude, l'éventualité que le prix du gaz atteigne de très hauts niveaux ne peut pas être négligée même lorsque le prix courant du gaz est faible. Enfin, et de façon tout à fait logique, le prix seuil croît avec le coût de l'investissement en nucléaire et avec les coûts de production de l'énergie nucléaire (variantes d, e et f).

Tableau 7 : Analyse de sensibilité - Prix du gaz en 2000 au-dessus desquels la construction du prototype est jugée rentable selon différentes variantes (prix du gaz en F/MBtu)

Taux d'actualisation		5%	8%
Situation de référence	<i>cf. section 2</i>	5,5	14,9
Variantes			
Modification de la situation de référence	<i>Paramètre modifié</i>		
a) Tendance haussière du prix du gaz (+1% par an)	$\alpha=0,1$	4,1	11,5
b) Faible volatilité du prix du gaz	$\sigma^2=0,0001$	8,8	25,0
c) Forte volatilité du prix du gaz	$\sigma^2=0,4$	3,3	8,5
d) Augmentation du coût d'investissement en centrales EPR (+50%)	$I_n=472,6 \times 1,5$	8,6	20,5
e) Baisse du coût d'exploitation des centrales EPR (-50%)	$C_n=17,9 \times 0,5$	2,3	12,6
f) Augmentation du coût d'exploitation des centrales EPR (+50%)	$C_n=17,9 \times 1,5$	7,3	16,8

Encadré 1 : Options financières et options réelles

La construction du prototype peut s'apparenter à l'achat d'un *call*, c'est à dire à la possibilité (mais pas à l'obligation) de réaliser (en 2015) un investissement (l'achat d'une action ou d'une obligation dans le cas financier - la construction des centrales nucléaires EPR dans le cas qui nous intéresse ici) à un prix spécifié à l'avance appelé *prix d'exercice* (ici le prix d'exercice de l'option est la différence entre le coût de l'investissement en centrales nucléaires EPR et le coût de l'investissement en centrales à gaz). Comme la date à laquelle cette option peut s'exercer est ici fixée à l'avance (2015) il s'agit d'une *option européenne* (lorsque l'option peut s'exercer à n'importe quel moment jusqu'à une date spécifiée, on parle d'*option américaine*). C'est l'asymétrie entre le bénéfice retiré si l'investissement est réalisé (et l'investissement n'est réalisé que dans le cas où il y a un bénéfice à faire) et l'absence de perte s'il n'est pas réalisé qui donne une valeur à l'option (ici à la possibilité en 2015 de réaliser ou non les investissements nécessaires à la production d'électricité par l'EPR). Les méthodes développées en finance pour calculer la valeur des options peuvent être directement utilisées pour la valorisation de projets réels et leurs applications pour la valorisation de projets d'investissement réels (on parle alors d'*options réelles*) a fait l'objet depuis le milieu des années quatre-vingt d'une littérature croissante. La première contribution théorique sur le sujet est due à Mac-Donald et Siegel (1986), elle a rapidement été suivie par des applications et des enrichissements du modèle théorique de base. Initialement les applications ont porté sur la valorisation des projets lié à l'exploitation de matières premières dont les prix sont très volatils et dont l'exploitation nécessite de lourds investissements irréversibles (Brennan et Schwartz (1985), Paddock, Siegel et Smith (1988)). Depuis, le champ d'application s'est étendu : investissement en recherche et développement, choix de délocalisation.... Pour des exposés relativement complets des modèles théoriques et de quelques applications le lecteur intéressé peut se reporter au livre de Dixit et Pindyck (1994) et à celui de Trigeorgis (1996). Pour les familiers des options financières, le tableau ci-dessous fait le lien entre la terminologie et les notations habituellement utilisées en finance et les notations utilisées dans l'article. Le graphique ci-dessous reprend les données de l'article et s'apparente au traditionnel schéma d'un « call » en finance.

Notations usuelles en finance	Notations de l'article
Prix d'exercice (souvent noté E en finance)	$E = I_n - I_g$
Prix du sous-jacent (souvent noté S en finance)	$S = \sum_{i=0}^{39} \frac{E_i [AP_{i+\tau+5} + B - C_n]}{(1+r)^{i+\tau+5}}$
Valeur de l'option à maturité	$c(S, 0; E) = \max[(S - E); 0] = \max[VAN_{2015}; 0]$
Valeur de l'option τ périodes avant l'échéance	$c(S, \tau, E) = V_{2000} - I_0$
Prix auquel on peut se procurer l'option	I_0
Règle de décision en 2000	On se procure l'option si $c(S, \tau, E) \geq I_0 \Leftrightarrow V_{2000} \geq 0$
Règle de décision en 2015	On exerce l'option (on construit les centrales nucléaires EPR) si $S - E \geq 0 \Leftrightarrow VAN_{2015} \geq 0$

IV - Cas où la vie des anciennes centrales nucléaires peut être prolongée

L'agenda du projet que nous avons considéré jusqu'à présent est très contraint puisque les dates de toutes les décisions sont fixées. Ainsi on doit décider dès aujourd'hui (en 2000) de construire ou non le prototype EPR, et - si oui - la décision finale entre gaz et EPR se fait impérativement en 2015. Pourtant, il sera très vraisemblablement envisageable de repousser la décision finale au delà de 2015, en maintenant en activité les centrales nucléaires actuelles au delà de 2020 (au prix de dépenses de jouvence). Comment cette possibilité affecte-t-elle la règle de décision en 2000 ? Deux cas doivent en fait être distingués : celui où la décision de construction du prototype doit être prise dès 2000 et celui où la construction du prototype peut elle même être retardée. Nous pouvons résoudre numériquement le cas le plus simple où la décision de construction du prototype est nécessairement prise en 2000. Le cas où la décision de construire le prototype peut elle même être retardée ne sera résolu que pour certaines valeurs des « dépenses de jouvence » associées à la prolongation des anciennes centrales nucléaires.

Intuitivement nous devinons que, si les dépenses de jouvence sont faibles, il sera intéressant de prolonger au maximum les centrales nucléaires existantes au delà de 2020. A l'inverse, si les dépenses de jouvence sont gigantesques, on ne prolongera jamais les centrales nucléaires existantes : le problème est alors exactement celui déjà étudié dans la section 3. Entre les deux extrêmes, l'intérêt de prolonger les centrales nucléaires existantes dépendra chaque année du prix du gaz : si ce dernier est faible, mieux vaut renouveler immédiatement le parc par des centrales à gaz ; à l'inverse, s'il est élevé, mieux vaut renouveler immédiatement le parc par des centrales EPR ; enfin, pour des niveaux intermédiaires du prix du gaz, mieux vaut prolonger les centrales existantes, et attendre pour trancher entre gaz et EPR.

IV.1 - Quelques notations et hypothèses supplémentaires

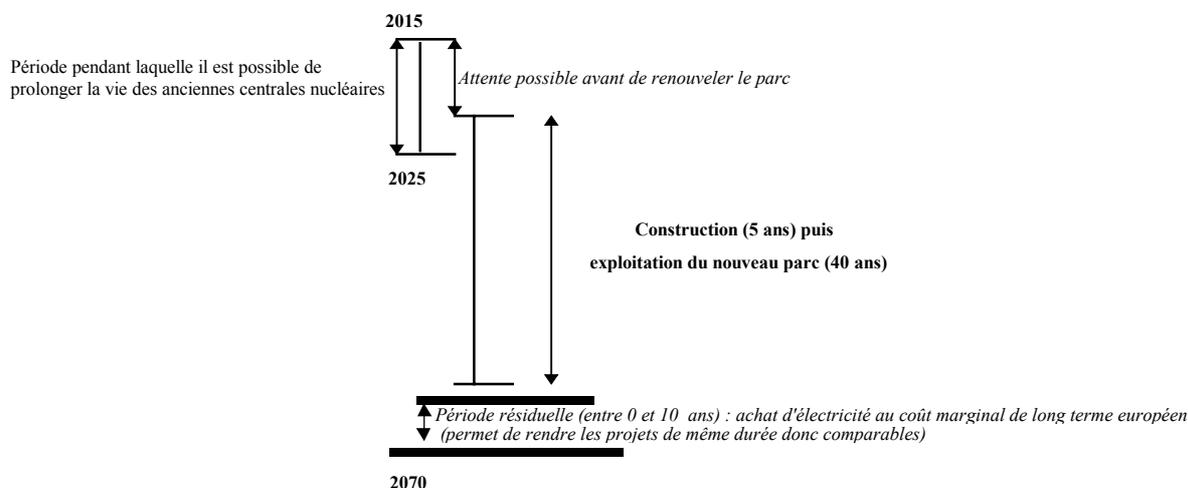
IV.1.1 - Le prolongement des anciennes centrales nucléaires

D'après les informations dont nous disposons, la vie des centrales nucléaires pourrait être prolongée d'une dizaine d'années environ au prix de dépenses de jouvence annuelles (notées *Jouv*) estimées à 10 milliards de francs. Une grande imprécision entoure cependant cette évaluation, et nous posons et résolvons le problème du décideur pour différents niveaux des dépenses de jouvence (de 0 à 100 milliards de francs par an). D'autre part, le coût de production annuel de l'électricité par ces anciennes centrales (noté *Ca*) est (hors dépenses de jouvence) de l'ordre de 20 milliards de francs (il s'agit de la valeur actuellement constatée).

IV.1.2 - La durée totale des différents projets

Pour poser convenablement le problème, il faut supposer que la durée de vie de tous les projets est identique. Il est en effet difficile de comparer, par exemple, le projet qui consisterait à renouveler le parc avec des centrales nucléaires EPR au plus tôt (dès 2015) et celui qui consisterait à ne le faire que le plus tard possible (en 2025). Dans le premier cas on produit de l'électricité pendant quarante ans seulement, dans le second cas pendant cinquante ans. Nous nous proposons donc de comparer des projets qui se terminent tous en 2070 (quelle que soit la date choisie pour le renouvellement du parc) en imaginant que, au delà de la durée de vie des nouvelles centrales (EPR ou à gaz), il est possible de se procurer de l'électricité au coût marginal de production de long terme en Europe (cf. graphique 7). Nous supposons ce coût égal à 16,3 cF/kWh. Cette valeur étant utilisée pour des dépenses tardives (engagées au plus tôt en 2060), le jeu de l'actualisation réduit considérablement son influence. Ainsi, le coût marginal de production de long terme en Europe peut s'écarter de la valeur retenue ici sans modifier significativement nos résultats. Au prix de 16,3 cF/kWh, la satisfaction annuelle de la demande de 306,6 milliards de kWh (déterminée à la section 2) coûte 50 milliards de francs. Nous prendrons donc $C_m = 50 GF$ dans les calculs qui suivent.

Graphique 7 : Introduction d'une période résiduelle pour fixer la fin des projets en 2070



Enfin, on néglige le coût d'attente qui découle du maintien des compétences EPR lorsque le prototype correspondant est achevé en 2015 mais que l'on ne construit pas immédiatement de centrales EPR.²¹

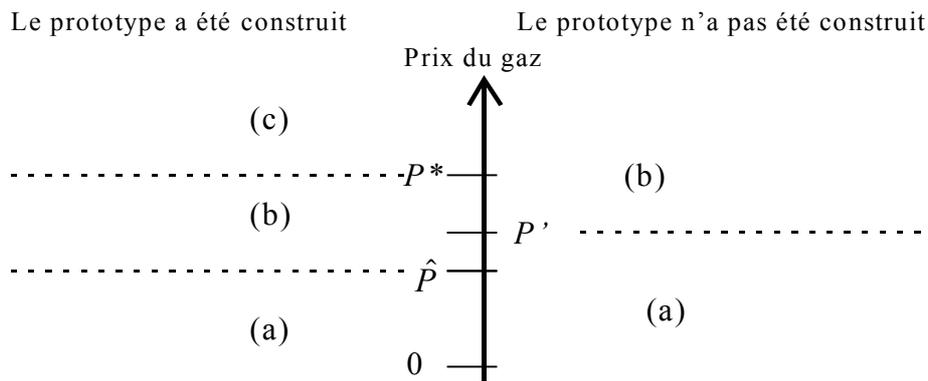
IV.1.3 - Les différents prix seuils

Avec la possibilité de prolonger les centrales nucléaires les possibilités auxquelles le décideur fait face à partir de 2015 sont les suivantes :

Si le prototype EPR n'a pas été construit, il doit choisir entre prolonger les anciennes centrales nucléaires ou renouveler le parc avec des centrales à gaz. On notera P^g le prix du gaz au dessus duquel le décideur décide de renouveler le parc avec des centrales à gaz (cf. côté droit du graphique 8). Comme nous le verrons plus loin, ce prix seuil n'est pas constant dans le temps.

Si le prototype EPR a été construit, ce sont trois (et non plus deux) possibilités qui s'offrent au décideur : prolonger le parc nucléaire existant, le renouveler avec des centrales à gaz, ou le renouveler avec des centrales EPR. On notera P^* le prix du gaz au dessus duquel le décideur renouvelle le parc par des centrales EPR, $\hat{P}(t)$ le prix du gaz en dessous duquel il renouvelle le parc par des centrales à gaz. Entre ces deux prix, le décideur préfère continuer à utiliser les anciennes centrales nucléaires. On a donc $\hat{P}(t) \leq P^*(t)$ (cf. côté gauche du graphique 8). Ces prix seuils ne sont pas constants dans le temps. A la date $T=2025$, comme il n'est plus possible d'attendre on a nécessairement : $\hat{P}(T) = P^*(T)$. Mais les deux prix seuils peuvent aussi être égaux avant la date finale, ce sera par exemple le cas si les dépenses de jouvences sont tellement élevées qu'il n'est jamais rentable de prolonger les anciennes centrales nucléaires. Enfin, on aura nécessairement $\hat{P}(t) \leq P^*(t)$.

Graphique 8 : Choix possibles entre 2015 et 2025



avec (a) la construction des centrales à gaz, (b) le maintien en activité des anciennes centrales et (c) la construction des centrales nucléaires EPR

IV.2 - Quel est le niveau du prix du gaz qui justifie la construction du prototype en 2000 ?

Pour pouvoir identifier le prix du gaz qui justifie la construction du prototype en 2000, on résout récursivement le problème du décideur en identifiant tout d'abord les règles de décisions (les prix seuils $\hat{P}(t), P'(t), P^*(t)$) entre 2015 et 2025, puis la règle de décision en 2000.

IV.2.1 - La règle de décision à partir de 2015

Ecrivons le choix à chaque instant. Le « bénéfice » actualisé d'investissement et de production avec des centrales à gaz construites à la date t peut s'écrire :

$$W^G(t, P(t)) = -I_g - e^{-5r} \int_0^{40} (AE_t[P(t+s+5)] + B)e^{-rs} ds - e^{-45r} \int_0^{T-t} CmLTe^{-rs} ds \quad (10)$$

C'est la somme (comptée négativement) de l'investissement en centrales à gaz, des coûts de production (cette dernière commençant 5 années après la dépense d'investissement), et des coûts d'approvisionnement en électricité au coût marginal de long terme. Ces derniers ne sont comptabilisés que dans le cas où les centrales à gaz ferment avant 2070, i.e. avant la durée de 50 ans fixée à tous les projets que nous étudions.

De même, le « bénéfice » actualisé d'investissement et de production avec des centrales nucléaires construites à la date t s'écrit :

$$W^N(t, P(t)) = -I_n - e^{-5r} \int_0^{40} C_n e^{-rs} ds - e^{-45r} \int_0^{T-t} CmLTe^{-rs} ds \quad (11)$$

Ces deux expressions sont de simples valeurs actualisées nettes, exprimant qu'une fois la décision irréversible prise (en faveur du gaz ou de l'EPR) il n'y a plus d'option pour changer le mode de production.

L'expression du « bénéfice » actualisé de production avec les anciennes centrales nucléaires est plus difficile à écrire, il doit prendre explicitement en compte la possibilité d'opter (à la période suivante ou à toute autre période jusqu'en 2025) pour un autre type de centrales si cela est jugé rentable. Le coût actualisé correspondant doit vérifier l'équation d'arbitrage suivante :

$$rW^{Ai}(t, P(t))dt = -(Ca - Jouv)dt + E(dW^{Ai}(t, P(t)))$$

ou encore (en appliquant le lemme de Itô) et en simplifiant par dt :

$$rW^{Ai}(t, P(t)) = -Ca - Jouv + W_t^{Ai} + W_p^{Ai} \alpha P + \frac{1}{2} W_{pp}^{Ai} \sigma^2 P^2 i = 0,1(12)$$

où W_X^{Ai} représente la dérivée partielle de W^{Ai} par rapport à la variable X . Enfin, comme la valeur du prolongement des anciennes centrales n'est pas la même selon que le prototype a été construit ou non, on pose $i=1$ dans le cas où le prototype existe et $i=0$ dans le cas où il n'existe pas.

Dans le cas où le prototype a été construit, W^{A1} , doit vérifier les conditions aux limites suivantes :

$$\begin{cases} W^{A1}(T, P(T)) = \max\{W^G(T, P(T)); W^N(T)\} \\ W^{A1}(t, P^*(t)) = W^N(t) \quad \forall t \leq T \\ W^{A1}(t, \hat{P}(t)) = W^G(t, \hat{P}(t)) \quad \forall t \leq T \\ W_p^{A1}(t, P^*(t)) = 0 \quad \forall t \leq T \\ W_p^{A1}(t, \hat{P}(t)) = W_p^G(t, \hat{P}(t)) \quad \forall t \leq T \end{cases} \quad (13)$$

La première contrainte indique la valeur terminale, en $T=2025$, du bénéfice actualisé de production par les anciennes centrales nucléaires prolongées. Ce dernier est égal au maximum des bénéfices actualisés des deux autres technologies puisque l'attente ne peut pas être prolongée. La deuxième et la troisième contraintes indiquent qu'au niveau de chaque prix seuil, la valeur de l'attente (production avec les anciennes centrales nucléaires prolongées) est égale au bénéfice actualisé de production de la technologie correspondant au seuil. Les deux dernières conditions, sont des conditions du second ordre (smooth pasting conditions) qui assurent l'optimalité de la date de la décision irréversible. Sous toutes ces conditions, il n'existe pas de solution analytique à l'équation différentielle (12)²². Nous la résolvons donc numériquement (cf. encadré 2). Cette résolution donne la valeur du « bénéfice » associé au maintien en activité des anciennes centrales, et les prix seuils du gaz ($P^*(t)$ et $\hat{P}(t)$) correspondant au choix irréversible (en faveur du gaz et de l'EPR) pour renouveler le parc.

Dans le cas où le prototype n'a pas été construit, W^{A0} , doit vérifier les conditions aux limites suivantes :

$$\begin{cases} W^{A0}(T, P(T)) = W^G(T, P(T)) \\ W^{A0}(t, P'(t)) = W^G(t, P'(t)) \quad \forall t \leq T \\ W_p^{A0}(t, P'(t)) = W_p^G(t, P'(t)) \quad \forall t \leq T \\ \lim_{P(t) \rightarrow \infty} W^{A0}(t, P(t)) / P(t) \text{ finie} \end{cases} \quad (14)$$

Et l'interprétation des contraintes du système (14) est la même que celle du système (13). Sous les conditions (14), il n'existe pas de solution analytique à l'équation différentielle (12) et on la résout numériquement. On obtient alors le prix seuil $P'(t)$ et la valeur du prolongement des anciennes centrales dans le cas où le prototype n'a pas été construit. Enfin on notera W^* la valeur du programme optimal ($W^* = \max(W^{A1}, W^G, W^N)$) lorsque le prototype est disponible et U^* la valeur du programme optimal ($U^* = \max(W^A, W^G)$) lorsque le prototype n'est pas disponible.

Encadré 2 :

Résolution numérique d'une équation de type (12) par la méthode des différences finies explicites

Nous cherchons à résoudre numériquement une équation de la forme :

$$rW = X + W_t + \alpha W_p P + \sigma^2 W_{pp} P^2 / 2 \quad (a)$$

où W doit vérifier des conditions aux limites du type :

$$\begin{cases} W(P, T) = \max\{U(P, T); V(T)\} \\ W(P^*(t), t) = V(t) \quad \forall t \leq T \\ W(\hat{P}(t), t) = U(\hat{P}(t), t) \quad \forall t \leq T \\ W_p(P^*(t), t) = 0 \quad \forall t \leq T \\ W_p(\hat{P}(t), t) = U_p(\hat{P}(t), t) \quad \forall t \leq T \end{cases}$$

L'idée consiste à discrétiser l'équation (a) en transformant les variables P et t en des variables discrètes et en remplaçant les dérivées partielles de l'équation (a) par des différences finies. Pour simplifier le contrôle de la résolution numérique, il est pratique d'utiliser un changement de variable. On pose $p = \ln P$, et on travaille sur une fonction $Z(p, t)$, telle que $Z(p, t) = W(P, t)$. On montre alors que la fonction Z doit vérifier l'équation différentielle suivante :

$$rZ(p, t) = X + Z_t + (\alpha - \sigma^2 / 2)Z_p + \frac{1}{2}\sigma^2 Z_{pp} \quad (b)$$

On décompose l'intervalle de temps sur lequel on souhaite résoudre l'équation différentielle en K courts intervalles de taille identique $k = T/K$ (ici $T = 10$ ans et on retient $K = 240$, chaque année est donc séparée en 24 périodes identiques). De même, on décompose la plage des valeurs pouvant être prises par le logarithme du prix en H intervalles de taille identique h (on doit choisir $h > \sigma k^{1/2}$ et on a retenu $H = 1000$). On repère chaque période par $j = 1, 2, \dots, K$ et le niveau du logarithme du prix par $i = 1, 2, \dots, H$. On note alors $Z_{i,j}$ la valeur de Z à l'instant j pour un logarithme du prix égal à i ème valeur. Sur des petits intervalles de temps et pour des petites variations de prix, on peut approcher les différences présentes dans l'équation (b) par :

$$\begin{cases} Z_t \approx [Z_{i,j+1} - Z_{i,j}] / k \\ Z_p \approx [Z_{i+1,j+1} - Z_{i-1,j+1}] / 2h \\ Z_{pp} \approx [Z_{i+1,j+1} - 2Z_{i,j+1} + Z_{i-1,j+1}] / h^2 \end{cases}$$

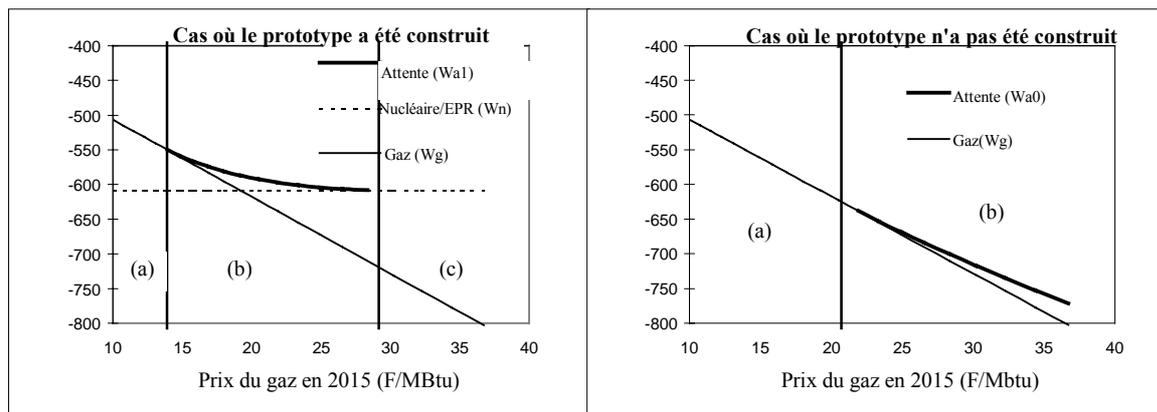
L'équation différentielle (b) peut alors se réécrire :

$$\begin{aligned} Z_{i,j} = & \left(\frac{k}{1+rk} \right) X + \left(\frac{\alpha - \sigma^2 / 2}{2h} + \frac{\sigma^2 / 2}{h^2} \right) \left(\frac{k}{1+rk} \right) Z_{i+1,j+1} + \\ & \left(1 - \frac{\sigma^2 k}{h^2} \right) \left(\frac{1}{1+rk} \right) Z_{i,j+1} + \left(\frac{-\alpha + \sigma^2 / 2}{2h} + \frac{\sigma^2 / 2}{h^2} \right) \left(\frac{k}{1+rk} \right) Z_{i-1,j+1} \quad (c) \end{aligned}$$

que l'on peut résoudre de façon récursive en commençant par la première condition aux limites qui donne $Z_{i,T}$ pour tout i (i.e. pour chaque niveau du logarithme du prix). On peut alors calculer les $Z_{i,T-k}$ en utilisant l'équation (c). A chaque fois qu'un $Z_{i,T-1}$ est calculé on vérifie s'il est supérieur au maximum entre $U_{i,T-k}$ et $V_{i,T-k}$. Le i tel que : $Z_{i,T-k} = U_{i,T-k}$ donne le niveau pour le prix seuil $\hat{P}(t)$ du gaz en dessous duquel à la date $T-k$ on choisit de construire les centrales à gaz, et le i tel que : $Z_{i,T-k} = V_{i,T-k}$ donne le niveau pour le prix seuil $P^*(t)$ du gaz au dessus duquel à la date $T-k$ on choisit de construire les centrale nucléaires. On remonte ainsi de période en période, en balayant à chaque fois l'ensemble des valeurs possibles pour le logarithme du prix du gaz.

Pour trouver les règles de décision (i.e. les prix seuils du gaz correspondant aux choix précédents), nous devons résoudre numériquement l'équation (12) pour $i=1$ et $i=0$ (les inconnues en sont $W^{A1}(P,t)$ et $W^{A0}(P,t)$) avec les conditions aux limites énoncées dans les systèmes (13) et (14). Nous utilisons la méthode présentée dans l'encadré 2. Cette méthode conduit aux résultats illustrés par le graphique 9 qui montre quelle décision doit être prise dans le cas particulier où les dépenses de jouvence sont de 70 milliards de francs et où le taux d'actualisation est de 8%. Pour ces valeurs, le graphique de gauche nous dit que pour un prix du gaz compris entre 14 et 30F/MBtu en 2015, le décideur maintient en activité les anciennes centrales nucléaires dans le cas où le prototype a été construit. Dans le cas où le prototype n'a pas été construit, le planificateur ne prolonge la vie des anciennes centrales nucléaires que pour un prix de l'ordre de 20F/Mbtu. Qualitativement les résultats obtenus pour d'autres valeurs des dépenses de jouvence (et du taux d'actualisation) sont identiques, c'est à dire que l'allure des courbes est la même. En revanche les prix seuils (et la valeur des différents programmes) varient.

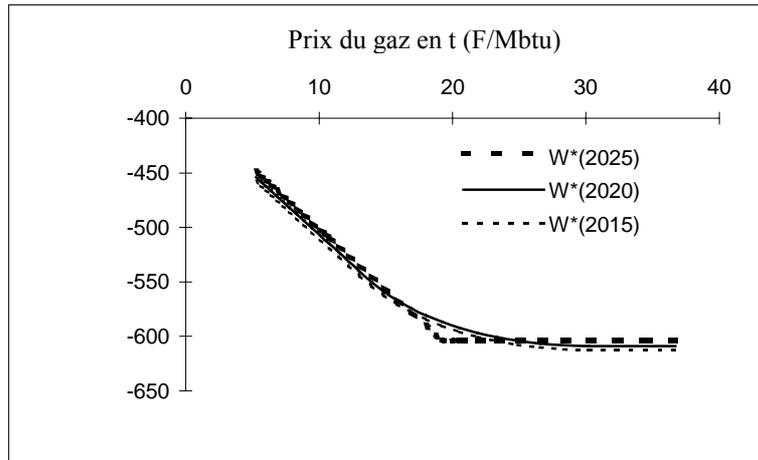
Graphique 9 : Valeur des différents programmes en 2015 ($Jouv = 70$, et $r=8\%$)



Le graphique 10 reprend la valeur du programme optimal à différentes dates uniquement dans le cas où le prototype a été construit et sous réserve que aucun choix irréversible n'a encore été réalisé. Les courbes de ce graphique ont été obtenues en prenant le maximum entre les 3 programmes pour chaque niveau du prix du gaz. En 2025, comme il n'y a plus de possibilité d'attendre, la valeur du programme optimal est simplement le maximum entre la valeur du programme nucléaire EPR et celle du programme gazier, d'où l'allure brisée de la courbe, formée de deux segments de droite. En 2015 et en 2020, nous retrouvons des courbes décroissantes et lisses composées de la valeur du programme gazier pour de bas niveaux du prix du gaz, de la valeur du programme EPR pour des niveaux élevés du prix du gaz et, entre les deux bornes, de la valeur du programme qui consiste à prolonger les anciennes centrales nucléaires. En dehors des niveaux intermédiaires pour le prix du gaz, nous observons que le programme optimal a une valeur croissante avec le temps : elle augmente de 2015 à 2020 et de 2020 à 2025. Cette différence vient de ce que les programmes sont calculés sous l'hypothèse que l'on produit de l'énergie jusqu'en 2070.

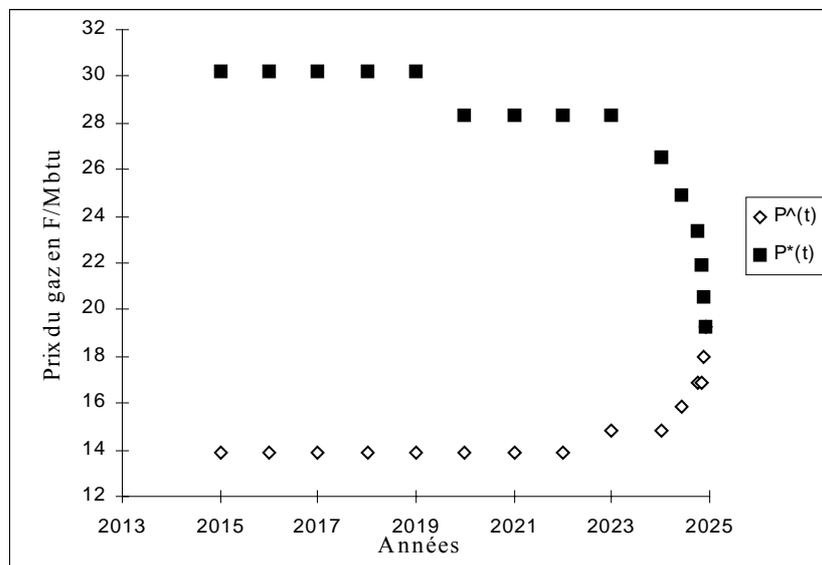
Enfin, le graphique 11 présente l'évolution des prix seuils en fonction du temps pour le cas considéré. Les symboles noirs montrent les prix seuils dans le cas où le prototype existe : triangles pour le prix du gaz en dessous duquel il est optimal de passer au gaz, carrés pour le prix du gaz au dessus duquel il est optimal de passer à l'EPR. Tant que le prix du gaz reste entre ces deux bornes, il est optimal de prolonger les anciennes centrales nucléaires. Enfin, dans le cas où le prototype n'a pas été construit, il n'y a qu'un seul prix seuil, P' , représenté ici par des losanges blancs. En dessous de ce seuil on décide d'opter pour les nouvelles centrales à gaz. Le mode de résolution fait qu'il y a des sauts dans les prix seuils (discretisation utilisée pour la résolution numérique). Nous observons aussi que, en dehors de la dernière année et demie, les prix seuils sont presque constants (i.e. ne dépendent pas beaucoup du temps qu'il reste à parcourir jusqu'à la date butoir). Cela constitue un résultat standard dans ce type de problème (cf. par exemple Paddock, Siegel et Smith (1988)).

Graphique 10 : Valeur du programme optimal à différentes dates ($Jouv = 70, r=8\%$)



Dans le cas que l'on traite ici (des dépenses annuelles de jouvence de 70 milliards et un taux d'actualisation de 8%), lorsque le prototype a été construit, en 2015, il faut que le prix du gaz soit supérieur à 30F/MBtu pour qu'il soit rentable de passer immédiatement au programme EPR, et inférieur à 14F/MBtu pour passer immédiatement dans le programme gazier. En 2025, les deux prix seuils sont égaux à 19F/MBtu, c'est essentiellement sur la dernière année et demie que les prix seuils évoluent pour se rapprocher de la valeur terminale. Dans le cas où le prototype n'a pas été construit, les centrales à gaz sont mises en construction dès 2015 lorsque le prix du gaz est inférieur à un seuil d'environ 20 F/MBtu.

Graphique 11 : Prix seuils du gaz en fonction du temps ($Jouv=70, r=8\%$)



Bien évidemment, pour des dépenses de jouvence croissantes (supérieures, par exemple, à 70 milliards de francs), l'intervalle entre les deux prix seuils lorsque le prototype a été construit se réduit, et le prix seuil en l'absence de prototype augmente. Pour des niveaux encore supérieurs pour ces dépenses, il n'est même jamais optimal de prolonger la vie des anciennes centrales nucléaires et tout se passe alors comme si la décision entre nouveau nucléaire et gaz devait être prise dès 2015 comme envisagé dans la section précédente.

IV.2.2 - La règle de décision en 2000

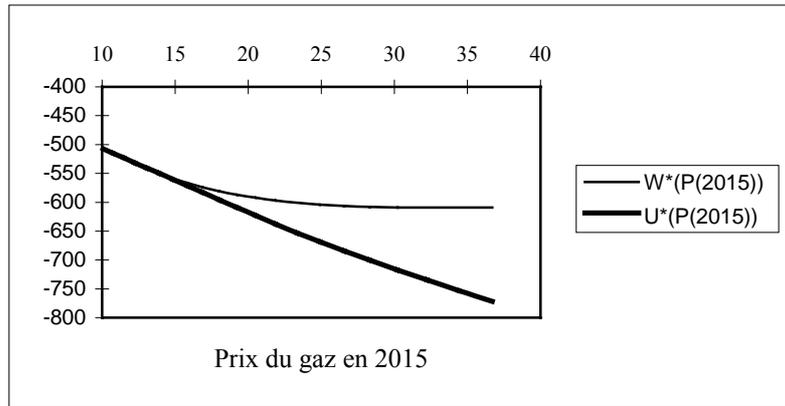
Une fois calculées les valeurs des programmes optimaux en 2015, la valeur du programme en 2000 est la différence entre le coût du prototype et l'espérance actualisée en 2000 du gain que l'on tire en 2015 de l'existence du prototype (l'écart entre les valeurs de programmes optimaux en 2015 dont une illustration est donnée par le graphique 12). L'expression analytique de cette valeur est alors :

$$V^*_{2000} = -I_0 + e^{-15r} E_0 [W^*(P_{15}) - U^*(P_{15})]$$

$$V^*_{2000} = -I_0 + e^{-15r} \int_0^\infty [W^*(P_{15}) - U^*(P_{15})] f(P_{15}) dP_{15} \quad (15)$$

On connaît $f(P_{15})$ la fonction de répartition la fonction du prix du gaz en 2015 conditionnellement à sa valeur en 2000. Comme nous l'avons vu elle dépend des paramètres du processus stochastique suivi par le prix du gaz.

Graphique 12 : Valeur des programmes optimaux en 2015



Pour calculer l'intégrale de l'expression (13) on a cependant besoin d'une forme analytique pour W^* et U^* . Cette forme analytique est simple à obtenir pour les niveaux du prix du gaz qui sont tels que l'on fait un choix irréversible dès 2015 (centrales à gaz (équation 10)) ou centrales nucléaires EPR (équation 11)), mais elle ne peut être obtenue pour les niveaux de prix auxquels il est optimal de prolonger la vie des centrales nucléaires (équation 12). On peut cependant en obtenir une approximation dont les paramètres sont estimés par l'économétrie sur la base des résultats des simulations numériques. Il faut juste prendre soin de choisir une forme fonctionnelle susceptible de bien coller à la vraie valeur du programme. Dans les deux cas, la forme fonctionnelle retenue comme approximation a été la solution analytique de l'équation (12) sous les contraintes (13) puis (14) en imposant par ailleurs $W_t^{Ai} = 0$. Sous cette contrainte supplémentaire, il on connaît la forme analytique de la solution des équations (12), elles sont de la forme²³ :

$$W^{A1} = A_0 + A_1 P + A_2 P^{\beta_1} + A_3 P^{\beta_2}$$

$$W^{A0} = B_0 + B_1 P + B_2 P^{\beta_1}$$

où: $\beta_1 < 0$ et $\beta_2 > 1$ sont solutions de l'équation $\frac{1}{2} \beta(\beta - 1) \sigma^2 + \alpha \beta - r = 0$ où α et σ sont les paramètres du mouvement brownien suivi par le prix du gaz, et où $A_0, A_1, A_2, A_3, B_0, B_1$ et B_2 sont des constantes que l'on peut déterminer en utilisant les contraintes des systèmes (13) et (14). Pour le problème qui nous intéresse $W_t^{Ai} \neq 0$, mais les formes fonctionnelles ci-dessus sont sans doute proches de la vraie solution. C'est notamment ce que suggère le graphique 10 qui montre que les fonctions valeurs sont finalement peu sensibles au temps et d'autant moins que l'on est éloigné de la date finale du programme ($T=2025$). Nous avons estimé les valeurs des constantes ($A_0, A_1, A_2, A_3, B_0, B_1$ et B_2) par des moindres carrés ordinaires en utilisant comme variables expliquées les valeurs des W^{Ai} obtenues lors des simulations numériques pour

l'année 2015 (et les simulations et les estimations ont été faites pour les différentes valeurs des dépenses de jouvence et pour les deux taux d'actualisation). On notera par ailleurs :

$$\begin{aligned} W^G &= C_0 + C_1 P \\ W^N &= D_0 \end{aligned}$$

où C_0 , C_1 et D_0 se calculent aisément et sans approximation à partir des équations (10) et (11).

L'équation (15) peut alors être réécrite sous une forme un peu compliquée mais explicite. On montre en effet (cf. Bar Ilan et Strange (1996)) que :

$$\begin{aligned} E_0(U^*) &= \int_0^\infty U^*(P_{15})f(P_{15})dP_{15} \approx \\ &F(u_1)C_0 + F(u_1 - \sigma\sqrt{15})C_1P \\ &+ (1 - F(u_1))B_0 + [1 - F(u_1 - \sigma\sqrt{15})]B_1P + [1 - F(u_1 - \beta_1\sigma\sqrt{15})]B_2P^{15r} \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned} E_0(W^*) &= \int_0^\infty W^*(P_{15})f(P_{15})dP_{15} \approx \\ &F(u_2)C_0 + F(u_2 - \sigma\sqrt{15})C_1P + (F(u_3) - F(u_2))A_0 \\ &+ [F(u_3 - \sigma\sqrt{15}) - F(u_2 - \sigma\sqrt{15})]A_1P + [F(u_3 - \beta_1\sigma\sqrt{15}) - F(u_2 - \beta_1\sigma\sqrt{15})]A_2P^{15r} \quad (17) \\ &+ [F(u_3 - \beta_2\sigma\sqrt{15}) - F(u_2 - \beta_2\sigma\sqrt{15})]A_3P^{15r} \\ &+ [1 - F(u_3)]D_0 \end{aligned}$$

où le signe \approx rend compte du fait que les fonctions valeurs sont des approximations, où $F(\cdot)$ est la fonction de répartition d'une loi normale et où u_j est une variable aléatoire suivant une loi normale centrée réduite :

$$u_1 = \frac{\ln P'_{15} - E_0[\ln P_{15}]}{\sigma\sqrt{15}} = \frac{\ln P'_{15} - \ln P_0 + (\alpha - \sigma^2/2) \times 15}{\sigma\sqrt{15}} \quad (18)$$

$$u_2 = \frac{\ln \hat{P}_{15} - E_0[\ln P_{15}]}{\sigma\sqrt{15}} = \frac{\ln \hat{P}_{15} - \ln P_0 + (\alpha - \sigma^2/2) \times 15}{\sigma\sqrt{15}} \quad (19)$$

$$u_3 = \frac{\ln P^*_{15} - E_0[\ln P_{15}]}{\sigma\sqrt{15}} = \frac{P^*_{15} - \ln P_0 + (\alpha - \sigma^2/2) \times 15}{\sigma\sqrt{15}} \quad (20)$$

$F(u_1)$ est donc la probabilité que le prix du gaz en 2015 soit inférieur à la valeur seuil P' en dessous de laquelle on opte directement pour des centrales à gaz si le prototype n'a pas été construit. De même, $F(u_2)$ est la probabilité que le prix du gaz en 2015 soit inférieur à la valeur seuil \hat{P} en dessous de laquelle on opte directement pour des centrales à gaz si le prototype a été construit. Enfin, $[1 - F(u_3)]$ est la probabilité que le prix du gaz soit tel que l'on choisisse de construire les centrales nucléaires EPR dès 2015.

En utilisant les équations (15) à (20), on peut calculer le prix du gaz en 2000 au dessus duquel la construction du prototype est rentable. Ce niveau dépend de tous les paramètres du modèle et notamment du taux d'actualisation et des dépenses de jouvence. Le tableau 8 ci-dessous contient les principaux résultats.

Tableau 8 : Prix du gaz en 2000 au-dessus desquels la construction du prototype est jugée rentable lorsque la vie des anciennes centrales nucléaires peut être prolongée (prix du gaz en F/MBtu)

Taux d'actualisation	5%	8%
Dépenses de Jouvence (en milliards de francs)		
0	7,1	23,9
10	7,1	23,9
20	7,1	23,9
30	6,8	23,9
40	6,5	22,7
50	6,1	22,7
60	5,9	22,7
70	5,8	21,4
80	5,7	20,1
90	5,7	19,2
100	5,6	18,5
∞	5,5	14,9

On constate que le prix seuil du gaz en 2000 (au dessus duquel la construction du prototype EPR est justifiée) est une fonction décroissante du niveau des dépenses de jouvence. Ce résultat est logique : plus ces dépenses sont élevées, plus il est probable que le renouvellement du parc aura lieu tôt (la possibilité d'attendre en prolongeant les vieilles centrales sera de moins en moins utilisée). Plus le fait de disposer d'une alternative aux centrales à gaz semble donc intéressant pour le décideur.

Par ailleurs le tableau 8 met en évidence trois régimes bien distincts pour le prix seuil du gaz, selon le niveau des dépenses de jouvence :

(i) Pour de *faibles* dépenses de jouvence - moins de 20 milliards de francs (actualisation à 5%) ou moins de 30 milliards de francs (actualisation à 8%) - le prix seuil du gaz ne varie pas avec ces dépenses.

Qualitativement, ce résultat est conforme à l'intuition : si les dépenses de jouvence sont suffisamment faibles, il est en effet *toujours* rentable de prolonger au maximum la vie des anciennes centrales nucléaires, le choix entre EPR et gaz ne se faisant finalement qu'en 2025. Dans ce cas, la décision de construire ou non le prototype en 2000 devient indépendante des dépenses de jouvence, puisque ces dernières n'influencent pas la décision irréversible entre EPR et gaz.

Quantitativement, le tableau 8 donne la limite en dessous de laquelle les dépenses de jouvence peuvent être considérées comme « faibles », et le résultat obtenu (20 milliards de francs avec actualisation à 5% par exemple) peut être corroboré par un raisonnement différent. En effet, si l'on considère le coût annuel *total* de production avec les différents types de centrales (i.e. un coût comprenant les dépenses de jouvence pour les anciennes centrales nucléaires, et l'amortissement des nouveaux équipements pour les centrales EPR et les centrales à gaz), on trouve que les anciennes centrales nucléaires sont moins coûteuses que les deux autres types de centrales si les dépenses de jouvence sont inférieures à un seuil égal à 23 milliards de francs (actualisation à 5%), ou 33 milliards de francs (actualisation à 8%)²⁴. Ces deux valeurs correspondent bien aux niveaux trouvés dans le tableau 8.

Enfin, il faut noter que cette première zone du tableau 8 est celle qui présente le plus d'intérêt en pratique, puisque les dépenses de jouvence se situeront sans doute aux alentours de 10 milliards de francs par an.

(ii) Pour des niveaux *intermédiaires* des dépenses de jouvence, il est *possible* que prolonger les anciennes centrales nucléaires soit moins rentable que renouveler le parc. C'est pourquoi le prix du gaz en 2000 à partir duquel on choisit de construire le prototype diminue.

(iii) Enfin, pour des dépenses de jouvence *très importantes*, le prix seuil du tableau 8 converge vers celui identifié dans la section 3 (cf. tableau 6). Pour de tels niveaux de dépenses de jouvence, il n'est en effet jamais rentable de maintenir en activité les anciennes centrales nucléaires. Dans ce cas, le décideur se retrouve placé dans le cadre du problème qui a été traité dans la section 3.

Au total, le prix du gaz au dessus duquel il est rentable de construire le prototype en 2000 varie de 5,5 à 7,1F/Mbtu dans le cas où le taux d'actualisation est de 5%, et de 14,9 à 23,9F/MBtu avec une actualisation à 8%. Le fait que les centrales nucléaires existantes puissent être prolongées diminue donc l'intérêt que présente en 2000 la construction du prototype EPR, le prix seuil du gaz ne pouvant qu'augmenter du fait de cette nouvelle possibilité. Toutefois, il faut noter que tous les calculs précédents reposent sur l'hypothèse que la construction du prototype a lieu en 2000 alors que, bien évidemment, si la décision irréversible entre EPR et gaz peut être retardée, il n'est plus nécessaire de décider dès 2000 de construire ou non le prototype (cf. infra). Les résultats précédents doivent donc être interprétés avec précaution.

IV.3 - Le timing optimal pour la construction du prototype

Dans la section trois, la décision de construire ou non le prototype EPR devait être prise strictement en 2000, afin de pouvoir disposer de centrales EPR matures en 2020, lorsque les anciennes centrales nucléaires allaient fermer. Maintenant que la fermeture de ces centrales peut être retardée (jusqu'à dix ans), la question de construire ou non le prototype EPR peut-elle aussi être retardée (jusqu'à dix ans également). Faut-il construire une centrale de référence EPR, et - si oui - quand ?

On peut répondre facilement à cette équation dans un cas particulier simple, et très probable. En effet, lorsque les dépenses de jouvence sont suffisamment basses pour rendre optimale la prolongation durant 10 ans des anciennes centrales nucléaires (cf. 4.2.2.), la réponse est bien évidemment qu'il convient d'attendre le plus possible pour se poser la question de la construction du prototype EPR. En effet, puisque l'on sait que la décision irréversible du choix entre EPR et centrales à gaz ne sera pas prise avant 2025 (c'est à dire 5 ans avant la fin de vie des anciennes centrales nucléaires prolongées), il n'y a aucun intérêt à construire dès maintenant le prototype EPR. Nous pouvons calculer la valeur relative du projet EPR mis en œuvre en 2000 sous l'hypothèse que la décision finale ne sera prise qu'en 2025, en prenant en compte la flexibilité, et observer qu'elle est inférieure (du fait de l'actualisation principalement mais aussi du fait de l'incertitude qui pèse sur le prix du gaz) à la valeur du même projet mis en œuvre en 2001, elle même inférieure à celle du même projet mis en œuvre en 2002, et ainsi de suite jusqu'en 2010. La conclusion est donc que, si l'on a la certitude qu'il est possible de prolonger la vie des anciennes centrales nucléaires pendant 10 ans au prix de dépenses de jouvence annuelles inférieures à 35 milliards de francs environ, il n'est pas rentable économiquement de construire dès 2000 la centrale de référence et ce quel que soit le taux d'actualisation retenu. C'est en 2010 qu'il conviendra de se poser la question de l'opportunité de la construction de la centrale de référence EPR. Et la méthode proposée dans la section 3 de cet article sera alors celle à adopter. La situation correspondant à ce niveau de dépenses de jouvence est de loin la plus vraisemblable puisque les dépenses de jouvence sont estimées à 10 milliards de francs environ.

Dans le cas où les dépenses de jouvence sont supérieures au seuil de 35 milliards de francs, la résolution du problème de décision est beaucoup plus compliquée et nous ne l'avons pas entreprise.

V - Conclusion

V.1 - Les principaux résultats

L'objet de cet article était d'évaluer la rentabilité économique du projet consistant à construire une centrale de référence pour la nouvelle technologie nucléaire (EPR), afin d'avoir ultérieurement le choix (lorsque les centrales nucléaires actuellement en activité devront être fermées) entre la production d'électricité à l'aide de ce nouveau procédé d'une part, et la production d'électricité à l'aide de centrales à gaz à cycles combinés d'autre part. Les résultats que nous avons obtenus sont les suivants :

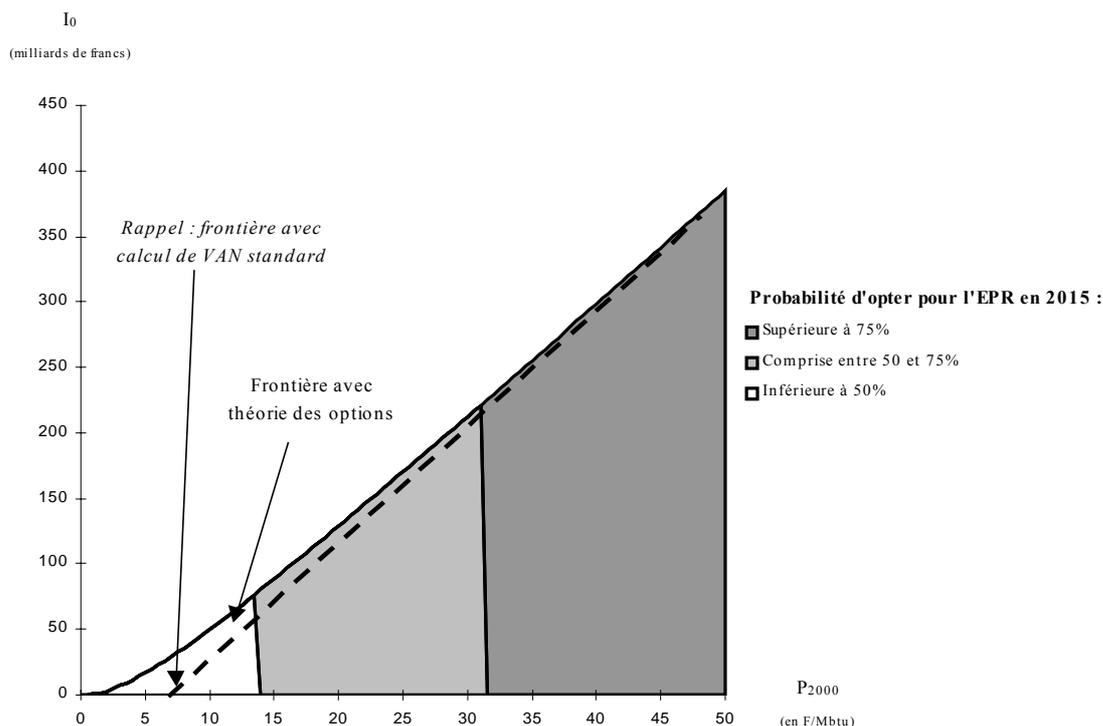
- Lorsque le taux d'actualisation est de 5% et que le prix courant du gaz est de 12F/MBtu (niveau moyen du prix du gaz en 1999), la construction de la centrale de référence est jugée rentable. Ce résultat est robuste puisqu'il est conservé même lorsque l'on fait varier de manière importante les paramètres du modèle.
- Lorsque le taux d'actualisation est de 8% et que le prix courant du gaz est de 12F/MBtu, la construction de la centrale de référence n'est pas jugée rentable. Ce résultat est conservé lorsque l'on fait varier les paramètres retenus dans notre modèle dans des intervalles raisonnables. Toutefois, dans le cas où il existe une tendance déterministe positive pour l'évolution du prix du gaz, la construction de la centrale de référence serait jugée rentable.
- Quel que soit le taux d'actualisation retenu, et pour un prix courant du gaz de 12F/MBtu, la probabilité pour que l'on opte finalement pour des centrales à gaz en 2015 est importante. Cette probabilité est supérieure à 50% et peut même atteindre 80%. La construction de la centrale de référence doit donc être envisagée comme l'achat d'une assurance²⁵, visant à se prémunir contre des niveaux élevés du prix du gaz à partir de 2015. Toutefois, ces calculs de probabilité (plus que les autres résultats présentés dans cet article) dépendent fortement du processus stochastique suivi par le prix du gaz. Des simulations numériques devront être réalisées pour d'autres processus stochastiques (pour lesquels il n'existe pas de solution analytique au modèle de choix séquentiel étudié dans cet article) notamment dans le cas où le prix du gaz est borné supérieurement et inférieurement. Ces simulations permettront de préciser le niveau de la probabilité d'opter pour des centrales à gaz alors même que la centrale de référence a été construite.
- Lorsque le modèle est augmenté pour tenir compte de la possibilité de prolonger la vie des anciennes centrales nucléaires, le prix du gaz en 2000 au dessus duquel il est rentable de construire le prototype augmente. Il dépend négativement du niveau des dépenses nécessaires au maintien en activité des anciennes centrales nucléaires.
- Enfin, dans le cas probable où ces dépenses de jouvence annuelles sont inférieures à 25 milliards de francs, il est optimal de retarder la décision de construire ou non le prototype EPR du nombre d'années pour lequel la prolongation de la vie des anciennes centrales est envisageable. Ainsi, si les centrales nucléaires peuvent produire de l'électricité jusqu'en 2030, c'est en 2010 seulement qu'il conviendra de décider de l'opportunité de construire la centrale de référence.

Nous mettons en avant l'intérêt manifeste de la théorie des options pour analyser un projet comme l'EPR. Le graphique 13, qui indique dans quel cas le décideur doit faire construire le prototype EPR en 2000 (en fonction du coût du prototype et du prix courant du gaz), montre en effet que :

- une approche par VAN standard conduit à rejeter la construction de la centrale de référence dans des cas où elle est pourtant intéressante économiquement ;
- la construction du prototype EPR n'est suivie de la construction des centrales EPR que dans très peu de cas (rôle d'assurance).

Le graphique 13 permet aussi de s'intéresser à la décision optimale dans le contexte actuel de tension sur le prix du pétrole (prix du gaz d'environ 22FF/MBtu²⁶ à l'été 2000 contre 12FF/MBtu retenu jusqu'ici par hypothèse).

Graphique 13 : Frontière de rentabilité de la construction du prototype EPR en 2000



Enfin, on peut remarquer que la construction du prototype EPR est une assurance particulière puisque, pour un même prix, elle peut garantir, non pas seulement EDF, mais *tous* les producteurs d'électricité (contre le risque de voir les prix du gaz élevés en 2020). Cela devrait inciter plusieurs producteurs à collaborer pour financer la construction du prototype. La valorisation de ce dernier en sera alors considérablement accrue.

V.2 - L'influence des hypothèses retenues

Cette étude n'a pas pris en compte certains éléments (brièvement évoqués dans l'introduction mais qui ont été ignorés en première approximation). Nous pouvons toutefois décrire rapidement les effets prévisibles sur notre chiffrage de la prise en compte de ces éléments supplémentaires.

- Le risque d'accident nucléaire majeur.** Les externalités (perte de vies humaines, dommages graves à l'environnement etc.) liées à un accident nucléaire majeur sur le programme EPR pourraient être prises en compte dans le modèle décrit dans cet article, sous réserve d'estimations concernant la probabilité d'un tel accident et de son coût. La conjonction prévisible d'une très faible probabilité d'accident, et de coûts externes à l'inverse très élevés, donnerait vraisemblablement un impact global incertain. Selon certains auteurs (cf. par exemple Anil Markandya (1995)), l'internalisation des coûts d'un accident nucléaire par un producteur d'électricité (avec un provisionnement comptable, ou un système d'assurances) serait assimilable à une exigence de 2% de prime de risque supplémentaire, ce qui permet de se ramener à notre modèle de base²⁷. Cette façon de prendre en compte les risques d'accidents suppose cependant que l'hypothèse d'aversion au risque pour le décideur s'applique de la même façon aux petits risques, aux grands risques et aux risques majeurs. Or nous ne pouvons pas exclure l'hypothèse que le décideur public (ou les agents qu'il représente) est doté d'une aversion très grande (infinie) aux risques majeurs. Dans ce cas, la probabilité même très faible d'un tel risque doit être évitée et la méthode d'évaluation de la rentabilité du projet nucléaire n'a même pas d'objet. Enfin, un grave accident nucléaire, sur le prototype EPR ou sur n'importe quelle centrale (quels que soient son type et le pays où elle est implantée), pourrait conduire politiquement à l'abandon du programme nucléaire, du fait des pressions de l'opinion publique. Il s'agit là d'un événement difficilement modélisable (réactions du pouvoir politique et de l'opinion), et qui ne relève pas non plus du calcul économique.

- **Les fluctuations du prix du combustible nucléaire.** La fluctuation du prix de l'uranium et des autres combustibles nucléaires pourrait être modélisée à part, afin de prendre en compte les incertitudes pesant sur le niveau des coûts de production de la technologie EPR. Toutefois, dans cet article, nous avons toujours raisonné en différence, en soustrayant les coûts de l'EPR à ceux des centrales à gaz. Ainsi, introduire une volatilité du prix de l'uranium (venant s'ajouter à celle sur le gaz) reviendrait probablement à des résultats proches de ceux obtenus dans cet article avec une volatilité portant uniquement sur le prix du gaz, mais plus importante. Il en serait de même pour l'introduction d'une tendance déterministe sur le prix de l'uranium.
- **Le coût d'acheminement du gaz.** Dans l'hypothèse où les centrales à gaz seraient utilisées pour remplacer le parc existant, leur alimentation nécessiterait la construction de gazoducs nouveaux. Toutefois, parallèlement, l'installation des centrales à gaz se ferait certainement en des lieux situés beaucoup plus près des centres de consommation que ceux qui accueillent les centrales nucléaires. Ainsi, le surcoût du transport du gaz serait compensé, au moins en partie, par des gains sur le transport de l'énergie électrique (moins de lignes à haute tension, moins de pertes en ligne, etc.). Au total, l'effet est donc ambigu même si, pour des quantités importantes d'énergie, c'est le transport du gaz qui semble le moins coûteux (cf. par exemple Manfred Hafner et Eric Nogaret (1995)).
- **Le rejet de gaz à effet de serre.** Que ce soit par l'intermédiaire d'une taxation spécifique, ou via un mécanisme de permis négociables, la prise en compte de l'effet de serre devrait conduire à renchérir le prix du gaz pour les producteurs d'électricité qui utiliseraient ce combustible. Si les contraintes liées à l'effet de serre restent constantes sur la période considérée, l'impact sur notre modèle se résume simplement par une élévation uniforme des prix du gaz. Si ces contraintes se font de plus en plus prégnantes, c'est par l'intermédiaire d'une tendance haussière des prix du gaz qu'il faudrait les prendre en compte. Globalement ces effets sont tous très favorables au projet EPR. L'encadré 3 propose un aperçu.
- **Le risque de rupture d'approvisionnement en gaz.** Le risque géopolitique a été en grande partie pris en compte par le travail économétrique de modélisation des prix du gaz : on s'est fondé sur une série du prix du pétrole qui comprend des périodes assimilables à de forts rationnements en hydrocarbures (chocs pétroliers de 1973 et de 1979). L'effet de rationnement est alors transmis par les prix. Parallèlement, le souci de diversifier les origines du gaz importé, afin d'en garantir la sécurité d'approvisionnement, ne semble pas devoir être abandonné, même dans un marché libéralisé (comme l'indiquent les travaux sur le projet de loi ouvrant à la concurrence le marché européen du gaz). Enfin, aux échéances auxquelles nous nous sommes placés, aucun risque technique n'est présent : les réserves en gaz connues sont suffisantes pour assurer plus de 70 ans de consommation. Globalement, le risque de rupture d'approvisionnement en gaz n'appellerait donc pas de correction supplémentaire.

Encadré 3 : Bilan environnemental des centrales nucléaires et des centrales à gaz

Les quantités de dioxyde de carbone émises par les différents moyens de production d'électricité font l'objet d'estimations assez variables²⁸. Pour le nucléaire, les évaluations vont de 0 à 25g/kWh, et pour le gaz de 350 à 520g/kWh. Les écarts proviennent essentiellement d'hypothèses différentes sur les caractéristiques techniques (centrales plus ou moins performantes ; prise en compte des caractéristiques moyennes actuelles ou marginales futures), et de l'intégration ou non des émissions imputables aux activités extérieures à la production de la centrale électrique stricto sensu (préparation du combustible, etc.). A titre d'illustration, et en logique avec l'étude de référence de la DIGEC, nous retenons des émissions de dioxyde de carbone égales à 0g/kWh pour l'EPR et à 350g/kWh pour le gaz. Cela correspond à la plus faible différence entre gaz et nucléaire parmi les études dont nous disposons : 350 grammes de dioxyde de carbone (soit 100 grammes de carbone) par kWh produit. Chaque année à partir de 2020, l'EPR ferait donc économiser l'émission de **31 millions de tonnes de carbone** (soit 112 millions de tonnes de dioxyde de carbone).

Or les émissions nationales totales de l'ensemble des gaz à effet de serre se sont élevées à 143 millions de tonnes d'équivalent carbone en 1998 (la dernière année pour laquelle ces données sont disponibles) ; et, à la suite du protocole conclu à Kyoto en novembre 1997, la France s'est engagée à ramener ses émissions de la période 2008-2012 à une valeur annuelle moyenne inférieure ou égale à celle constatée en 1990 c'est-à-dire à 144 millions de tonnes d'équivalent carbone. Emettre 31 millions de tonnes de carbone supplémentaires au niveau du parc électrique nécessiterait donc des mesures radicales dans l'ensemble de l'économie pour la compenser par des réductions dans les autres secteurs. Au minimum, ces réductions représenteraient un coût avoisinant les 47 milliards de francs par an. Dans l'hypothèse où la France pourrait recourir sans limite aux mécanismes dits de flexibilité du protocole de Kyoto (achats de permis, projets dans les pays de l'est et les pays en développement), ces coûts pourraient être limités à environ **23 milliards de francs par an**, ce qui demeure considérable.

Pour fixer les idées, nous pouvons retenir la valorisation minimale des émissions de dioxyde de carbone parmi les différentes estimations actuellement disponibles (allant de 200 à 1000 francs par tonne de carbone environ ; le plan national de lutte contre le changement climatique recommande quant à lui un prix de 500F/t). Le passage au gaz engendre alors un surcoût annuel de 6 milliards de francs, ce qui correspond à une hausse de 2cF du prix du kWh électrique soit à une augmentation du prix du gaz d'environ 4,4F/MBtu. Cette dernière constatation permet de se ramener à notre modèle de base. On constate alors que la construction du prototype EPR est jugée très rentable.

A terme l'avantage que le nucléaire apporte à la France dans la lutte contre l'effet de serre pourrait être également fourni par les Sources d'Energie Renouvelables, qui pourraient se substituer aux centrales nucléaires (et constituer une alternative au choix gaz / EPR étudié ici). Mais les SER n'en semblent actuellement pas capables : leurs gisements sont trop limités pour qu'elles puissent assurer la production actuelle du parc nucléaire (limitation des sites susceptibles d'accueillir des champs d'éoliennes), et leurs coûts sont encore beaucoup trop importants. A titre de comparaison, la production d'un kilowatt heure par une éolienne coûte 50 centimes et suppose du vent tandis qu'un kilowatt heure nucléaire ne coûte que 18 centimes (voire 10 centimes une fois que les centrales sont amorties, ce qui sera très bientôt le cas pour EDF) et qu'il ne nécessite pas de conditions météorologiques particulières.

Enfin, les calculs précédents ne doivent pas faire oublier que le nucléaire présente aussi des externalités environnementales importantes, qui sont plus ou moins bien évaluées et plus ou moins bien valorisées dans les coûts que nous avons utilisés (notamment pour la gestion des déchets et le démantèlement des installations, dont le coût réel ne pourra être vraiment apprécié qu'à la fermeture des centrales). Actuellement, les centrales nucléaires françaises produisent chaque année 1000 tonnes environ de combustible irradié (dont une partie peut être recyclée), auxquelles il faut ajouter d'autres déchets dont l'activité (la toxicité) est extrêmement variable. Les volumes correspondants sont précisés dans le tableau 9 (source ANDRA). L'EPR devrait conduire à des productions similaires.

Tableau 9 : Déchets nucléaires produits annuellement en France par les centrales nucléaires

Type de déchets	Volume annuel (m3)	Volume annuel (%)	Activité totale correspondante (%)
Faible et moyenne activité à vie courte	15 000	90	0,5
Moyenne activité à vie longue	1 300	8,7	9,5
Haute activité (verres)	180	1,3	90

Bibliographie

- Bar-Ilan A., Strange W.** (1996) « Investment Lags », *American Economic Review* vol 86(3), p.610-622.
- Brennan M., Schwartz E.** (1985) « Evaluating Natural Resource Investment », *Journal of Business* 58, January.
- Charpin J-M, Dessus B. et Pellat R.** (2000) « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », rapport au Premier ministre, La documentation française.
- DIGEC** (Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon), Secrétariat d'Etat à l'Industrie (1997), Secrétariat à l'Industrie, Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie, « Les coûts de référence de la production électrique ».
- Dixit A., Pindyck R.** (1994) « Investment under uncertainty », *Princeton university Press*.
- Epaulard A., Gallon S.** (2000) « La France doit-elle investir dans une nouvelle technologie nucléaire ? La valorisation du projet EPR par la méthode des options réelles », *Revue de l'Energie*, n°515, p. 144-157.
- Hafner M., Nogaret E.** (1995) « Economie comparée du transport du gaz naturel et de l'électricité », *Revue de l'Energie*, numéro 468, mai.
- European Commission** (1995) « ExternE : Externalities of Energy », *Commission Européenne*
- Markandya A.** (1995) « Quantifying the risks of nuclear energy electric », mimeo, *Harvard University*.
- McDonald R., Siegel D.** (1986) « The value of waiting to invest », *Quarterly Journal of Economics*, November, vol 101.
- OECD** (1998) « Projected costs of generating electricity », *International Energy Agency, OECD*.
- Paddock J., Siegel D., Smith J.** (1988) « Options Valuations of Claims on Real Assets : The Case of Offshore Petroelum Leases », *Quarterly Journal of Economics* 103 (August).
- Trigeorgis L.** (1996) « Real Options », MIT Press.

Notes

¹ International Monetary Fund, Washington DC, USA, aepaulard@imf.org (l'auteur a réalisé ce travail alors qu'elle était professeur à l'ENSAE, et chercheur au Crest et à Eurequa).

² Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie, Direction de la prévision, Bureau Equipement, Transports, Energie - Teledoc 647, 139 rue de Bercy, 75572 Paris cedex 12, France. e-mail : stephane.gallon@dp.finances.gouv.fr

³ Pour plus de détails sur la prospective de la filière électrique nucléaire, cf. J-M Charpin, B. Dessus et R. Pellat (2000). (Ce document, rendu public après la réalisation de notre étude, conforte les hypothèses retenues ici.)

⁴ Techniquement, le fonctionnement de ces anciennes centrales pourrait, moyennant des dépenses additionnelles dites *de jouvence*, être prolongé de quelques années supplémentaires au delà de 2020. Cette éventualité sera prise en compte dans la quatrième partie de l'article.

⁵ En France, la création de nouveaux sites destinés à accueillir des centrales nucléaires serait sans doute difficile, non seulement pour des raisons d'acceptabilité politique (pression environnementale), mais aussi parce que les emplacements les plus adaptés (géographiquement et techniquement) sont déjà occupés. En revanche, les sites existants pourraient facilement être utilisés pour l'EPR après le déclassement des installations qu'ils accueillent actuellement. En particulier, le site de Superphénix à Creys-Malville serait un candidat de choix pour l'installation du prototype EPR.

⁶ Cette hypothèse découle en fait des coûts mêmes des deux technologies, comme nous le verrons par la suite. Une fois les centrales EPR construites, il n'est pas intéressant de passer au gaz.

⁷ le dimensionnement n'intègre pas les possibilités d'importations et d'exportations.

⁸ Cette hypothèse pourrait être levée en complétant la méthode décrite ci-après par l'insertion d'un processus (de Poisson par exemple) modélisant la probabilité que survienne une innovation technologique rendant caduque la concurrence gaz - EPR.

⁹ On peut également distinguer, au delà de la pointe, le pic de défaillance où la demande ne sera pas assurée faute de capacités suffisante.

¹⁰ En réalité, des prévisions trop optimistes de croissance de la demande intérieure en électricité ont conduit à un surdimensionnement du parc nucléaire français. Ce dernier est donc utilisé en partie pour la demande de semi-base (où il n'est cependant pas optimal) et les excédents restant sont valorisés par exportation en Europe.

¹¹ En particulier, la croissance de la demande en électricité est **inférieure** à la croissance du PIB (diminution de l'intensité énergétique du PIB).

¹² Le taux actuellement utilisé en France pour l'actualisation des investissements publics est de 8%. Il a été fixé à ce niveau par le Commissariat Général au Plan en 1985. Toutefois, compte tenu de l'évolution économique depuis cette date, on considère souvent que 5% serait plus adapté désormais.

¹³ Il serait plus réaliste de considérer que, au bout d'une durée de vie standard de 25 ans, les centrales à gaz à cycles combinés seront remplacées par d'autres centrales à gaz plus performantes (des progrès technologiques majeurs sont en effet attendus à cette échéance). Mais ceci compliquerait énormément le modèle théorique développé ici alors que, en pratique, le jeu de l'actualisation diminuerait considérablement l'impact de cette hypothèse sur les résultats. Enfin, on trouvera plus loin dans l'article (cf. étude de sensibilité menée au 3.4.) une analyse de l'effet qu'aurait un surcroît de compétitivité du gaz par rapport au scénario de référence présenté ici.

¹⁴ 1 MBtu = 293,1 kWh

¹⁵ L'acheteur doit payer les quantités contractuelles de gaz qu'il s'était engagé à prendre, même s'il ne les enlève pas physiquement (ce système offre des garanties au producteur, qui peut en particulier financer plus facilement ainsi les lourdes infrastructures de transport de son gaz).

¹⁶ Le prix du gaz est ici supposé exogène. On peut craindre qu'il ne devienne endogène, si l'on renouvelle le parc nucléaire français avec des centrales à cycles combinés. En effet, recourir massivement au gaz en France (alors que, en

Europe, ce combustible sera déjà majoritairement utilisé pour la production d'électricité) pourrait influencer fortement son prix. A ce titre, investir dans le prototype EPR en 2000 pourrait constituer un moyen de pression pour négocier ensuite à la baisse le prix du gaz, puisque cela rend crédible la menace de ne pas recourir à ce combustible en 2015 si son prix est trop élevé.

¹⁷ Dans les contrats d'achat de gaz *take or pay* évoqués précédemment, les formules de lissage du prix du pétrole font intervenir des moyennes sur plusieurs mois, ce qui invite à réaliser l'examen économétrique sur données trimestrielles.

¹⁸ Un autre argument peut être avancé pour retenir plutôt le mouvement brownien géométrique seul. Dans le cas où le prix du pétrole suit un mouvement brownien géométrique on sait que la variation du logarithme du prix du pétrole suit une loi normale. Dans le cas où le prix du pétrole suit le processus mixte décrit par l'équation (2) avec les coefficients estimés dans le tableau 3 on ne connaît que les quatre premiers moments de la loi suivie par la variation du logarithme du prix. Cependant, lorsque l'on simule la fonction de répartition pour la variation du logarithme du prix du pétrole à des horizons de l'ordre de ceux qui sont considérés plus loin dans l'article (environ quarante ans) on obtient finalement des fonctions de répartition que l'on peut approximer par des lois normales. In fine, l'utilisation d'un processus mixte avec les valeurs obtenues dans le tableau 3 pour les différents paramètres, ne modifie donc pas l'anticipation que l'on peut faire pour la fonction de répartition pour le prix. Ceci justifie donc l'approximation qui permet de simplifier de façon importante les calculs ultérieurs.

¹⁹ L'examen des forwards proposés sur le marché pétrolier, et l'étude de leur capacité à prévoir les cours à venir confortent la thèse de la marche aléatoire. Cf. note DP-A3-00-142 du 12 septembre 2000 « Les forwards aident-ils à prévoir les cours du pétrole ? ».

²⁰ Le décideur public est toujours «forward looking». Certes les investissements décidés dans le passé et qui se sont révélés inutiles *ex post* représentent des coûts irrécupérables (dont le poids politique peut être important) mais ils n'ont pas à être pris en compte économiquement dans le processus de décision pour l'avenir.

²¹ Ce coût pourrait être introduit dans les dépenses de jouvence pour se ramener au modèle présenté ici. Son montant serait sans doute très faible par rapport à ces dernières.

²² cf. Trigeorgis (1996).

²³ cf. Dixit et Pindyck (1994) pour une démonstration.

²⁴ Le coût annuel total de production (comprenant l'amortissement des équipements) peut s'écrire $CAT^N = I_n e^{5r} (r + 1/40) + C_n$ pour l'EPR, $CAT^G = I_g e^{5r} (r + 1/40) + AP + B$ pour les centrales à gaz, et $CAT^A = C_a + Jouv$ pour les anciennes centrales nucléaires (qui sont déjà amorties). Tant que $CAT^A < \min(CAT^N, CAT^G)$, la prolongation des anciennes centrales nucléaires est moins coûteuse que le renouvellement du parc, que ce soit par l'EPR ou par des centrales à gaz. Dans ce cas, il est donc préférable d'attendre avant de renouveler le parc. Cette situation correspond au cas où les dépenses de jouvence sont inférieures à $Jouv^* = \min(CAT^N, CAT^G) - C_a$ qui dépend du prix du gaz. Toutefois, quel que soit ce dernier, $Jouv^*$ reste minoré par un seuil qui vaut 23 milliards de francs (actualisation à 5%) ou 33 milliards de francs (actualisation à 8%). Si les dépenses de jouvence sont inférieures à ce seuil, la prolongation des anciennes centrales nucléaires est donc à coup sûr plus rentable que la construction de centrales EPR et que la construction de centrales à gaz (et ce quand bien même le gaz serait gratuit).

²⁵ Le prix de cette assurance gagnerait à être partagé entre plusieurs pays puisque la garantie s'appliquerait à tous sans que le coût en soit augmenté.

²⁶ Juillet 2000, source GDF.

²⁷ En accroissant le taux d'actualisation retenu dans les calculs. Toutefois, l'analyse simple menée précédemment pour déterminer la valeur de flexibilité (analyse où cette valeur de flexibilité est obtenue en soustrayant deux valeurs actualisées), n'est alors mathématiquement plus valable.

²⁸ Cf. note DP-C3-00-144 du 26 juin 2000 « La traduction en effet de serre des consommations nouvelles d'électricité ».