

Colloque international

**“La nécessité de nouvelles régulations internationales
face aux mutations énergétiques et environnementales”**

Paris, 10-13 juin 2001

La décision d'investissement en électricité
et son financement
dans un environnement institutionnel en mutation

Marie-Laure GUILLERMINET - Doctorante

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie - C.R.E.D.EN.

Université Montpellier 1 - UFR Sciences Economiques

Espace Richter - Av. de la Mer, BP 9606

34054 Montpellier Cedex, France

e-mail : mlg@sceco.univ-montp1.fr

Tel. : 33 (0)4 67 15 83 32

Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04

La décision d'investissement en électricité et son financement dans un environnement institutionnel en mutation

Marie-Laure Guillerminet

RESUME

Nous nous proposons d'analyser le comportement d'investissement d'une entreprise endettée qui produit en base de l'électricité d'origine nucléaire dans trois contextes institutionnels types au niveau mondial. Le système qui sert de modèle de développement du secteur de la production électrique, est monopolistique et il est contraint par une réglementation de type "cost-plus". Le système s'ouvre à la concurrence soit sur son marché intérieur (comme c'est actuellement le cas en Europe), soit pour répondre à la demande de pays émergents qui n'ont pas la maîtrise technologique ni des capitaux suffisants. Nous pourrions évaluer la flexibilité de l'entreprise, qui résulte du maintien d'une option nucléaire parmi les équipements productifs possibles. Nous montrerons également que l'entreprise endettée et soumise à l'impôt sur les sociétés, investit moins fréquemment quand le prix de revient et les profits sont incertains, après l'introduction de la concurrence.

Mots clefs : Irréversibilité, incertitude, investissement, attente, prix, endettement.

1 Introduction

Le concept de développement durable, ou soutenable, a imposé les préoccupations environnementales et d'équité intergénérationnelle dans la production d'électricité. Le processus de planification du système électrique est géré par de nouvelles règles, puisqu'il faut tenir compte des considérations globales ou de long terme. Cette approche intégrée, plutôt que par projet, modifie les contraintes pour prendre en compte les deux évolutions. L'entreprise productrice d'électricité doit s'y soumettre notamment dans son choix d'investissement.

La première de ces mutations est liée aux accords de Kyoto. L'industrie nucléaire n'est pas émettrice de gaz à effet de serre. Même si le nucléaire n'entre pas encore dans le cadre des accords de Kyoto, les entreprises productrices d'électricité devraient recevoir la prime prévue, ce qui tendrait à accroître la disponibilité des capitaux. La composition du parc de production entre les différents équipements est ainsi mise en avant. Nous insistons sur la spécificité de

l'investissement nucléaire. L'absence du nucléaire des accords internationaux montre les oppositions à intégrer le nucléaire civil à un processus de développement durable de la production électrique. La contrainte n'est pas du côté des ressources, puisque les réserves courantes sont estimées à 300 ans au prix courant et que toute augmentation du prix multiplie ces réserves par quatre. En revanche les raisons de ces oppositions au nucléaire civil viennent plutôt du lien historique avec le nucléaire militaire, du risque de prolifération et de l'irréversibilité des décisions d'investissement. Pour y répondre, les technologies et les politiques mises en oeuvre sont centralisées et s'imposent à l'entreprise productrice d'électricité. Elles concernent la sécurité du fonctionnement (en termes réglementaires et de responsabilité, et en termes économiques puisqu'elles modifient la rentabilité du projet d'investissement), et la fin du cycle (ces questions se posent pour les stockages internationaux des déchets¹, pour le retraitement de ces déchets, ainsi que pour le démantèlement des centrales dont le coût n'est pas connu avec certitude²).

De plus, la maîtrise technologique a valeur d'option face aux incertitudes énergétiques et environnementales de long terme, puisqu'elle permet à l'entreprise productrice de l'envisager comme une alternative aux équipements thermiques classiques en cas d'augmentation des prix des combustibles fossiles (Cf. Henry[1974] et Arrow et Fisher[1974]). Cette flexibilité contrebalance l'irréversibilité de l'investissement dans un équipement nucléaire. Nous allons nous intéresser à cette valeur d'option, plutôt qu'à la composition technologique du parc de production. Nous pourrions alors comparer trois situations de pays, mises en évidence par Lescoeur et Penz[1999] : les pays émergents qui développent leur secteur de production électrique sur le modèle monopolistique de la France avec Electricité de France (EDF), les pays émergents qui font appel à des producteurs indépendants et les pays développés en concurrence.

Pour ce faire, nous nous baserons sur la seconde mutation, qui concerne l'évolution du cadre institutionnel de ce secteur de la production d'électricité. Les électriciens des pays développés se concurrencent dans un secteur plus incertain, et prennent des participations dans les investissements des pays émergents. Or l'industrie nucléaire est confrontée à un risque économique spécifique, même si ce risque est diversifiable par les investisseurs comme nous le prouve la privatisation de British Energy³ en 1996 au Royaume-Uni. Ce risque économique synthétise

¹Ces stockages internationaux des déchets vont se développer, la Chine l'ayant déjà envisagé par exemple.

²L'incertitude sur les coûts de démantèlement incite à l'allongement de la durée de vie des centrales comme aux Etats-Unis par exemple.

³Le parc de production de British Energy n'est pas composé exclusivement de centrales nucléaires, qui de plus ont été amorties en partie avant la privatisation de l'entreprise.

trois types de risques. Tout d'abord les risques sont dus à l'existence des déchets et à la possibilité d'accidents. Ils sont résolus en partie par la maîtrise technique. La logique de leur couverture⁴, identique en France et au Royaume-Uni, met en avant la responsabilité limitée en montant et dans le temps de l'entreprise exploitant l'installation nucléaire. En cas de défaillance de l'entreprise ou de l'assureur, l'Etat endosse tout ou partie de cette responsabilité. En France, le risque nucléaire est assuré par régime spécial, pour 10 ans et à hauteur de 600 millions de francs par l'entreprise, puis de 1500 millions par l'Etat et enfin de 2520 millions par l'Union Européenne. Ensuite les risques concernent la compétitivité du nucléaire comme moyen de production en base. L'évolution de la demande et des technologies rend possible l'apparition d'une nouvelle offre en base. Le prix de revient de l'électricité n'est plus donné par le coût en développement du nucléaire mais par celui des cycles combinés au gaz (CCG). Enfin les risques sont liés au caractère capitalistique de tout équipement électrique et à l'irréversibilité de l'investissement nucléaire. Finalement le prix de revient est sans garantie, sauf en cas d'existence de contrats d'achat de long terme, et le financement d'un projet nucléaire est risqué.

Mais ces risques sont intégrés au calcul économique par le biais de leurs primes. La possibilité du financement de ces équipements nucléaires n'est plus alors remise en question. Nous allons nous concentrer sur la manière dont ces équipements sont financés. Plutôt que de détailler la typologie des emprunts possibles pour le nucléaire, nous allons déterminer les seuils d'investissement de l'électricien à partir d'un financement mixte par fonds propres et emprunt. Mais les risques sont assumés pour chaque projet d'investissement, dont le financement se fait via une structure⁵ juridique qui lui est dédiée, la société-projet (section 2). Les seuils d'investissement vont donc être calculés (section 3) pour le projet nucléaire marginal dans les trois situations envisagées de réglementation (et donc de diversification des risques) et, à partir d'exemples numériques (section 4), vont être comparés (section 5).

⁴Aux Etats-Unis la responsabilité, assumée par l'entreprise, est ensuite collectivisée au sein du pool des exploitants de l'ensemble des réacteurs sous licence, pour être enfin du ressort de l'Etat fédéral après vote du Congrès (Cf. le Rapport Charpin, Dessus et Pellat[2000], Annexe 9, pp. 241-245).

⁵Nous ne nous intéressons pas à la propriété de cette structure, dans des contextes où il y a création de producteurs indépendants ("Independent Power Producers" ou IPP) dans les pays développés et où la question de la privatisation des entreprises des industries de réseau se pose dans les pays émergents.

2 Le critère du choix d'investissement de l'entreprise électrique

Du fait du principe de financement de projet, nous allons nous concentrer sur l'investissement marginal et réduire ainsi la valeur de l'entreprise électrique à celle du projet. Cette entreprise a l'opportunité d'investir dans un équipement de production. L'entreprise doit décider, à la date courante t , soit d'investir dans un projet de production dont la valeur actuelle nette (VAN) est positive, soit d'attendre et de retarder l'investissement. Par simplification du jeu concurrentiel, l'opportunité d'investissement n'est pas stratégique. L'entreprise ne joue pas contre un ou plusieurs concurrents mais un jeu contre la nature. Ainsi si elle ne retient pas l'opportunité d'investissement, celle-ci n'est pas captée par un concurrent au détriment de l'entreprise : elle est donc perpétuelle.

- Si le projet est retenu, il est instantanément réalisé sans délai de construction. La valeur actuelle nette ne se compose pas seulement des flux de trésorerie actualisés. Elle tient compte également des conséquences de cet investissement dans le futur (en termes d'apprentissage par exemple), qui créent un supplément espéré de valeur du projet. Nous supposons que la dépréciation du capital se fait à taux constant, ce qui est une hypothèse courante dans les études menées dans le domaine électrique. Le rapport de la Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon (DIGEC) sur les coûts de référence en production électrique, par exemple, s'intéresse aux coûts économiques, en faisant l'hypothèse que l'investissement est amorti sur une durée cohérente avec la durée de vie physique à un taux d'actualisation normatif.
- En revanche la valeur de réservation du projet est nulle. Donc si l'investissement n'est pas retenu, sa valeur est nulle. L'opportunité d'investir est conservée dans le futur, tant que l'entreprise ne décide pas de réaliser le projet.

Le choix retenu par l'entreprise rationnelle maximise sa valeur de marché courante V_t , qui est aussi la valeur du projet. La valeur de l'entreprise résulte de l'accumulation d'une option de croissance qui concerne l'achat courant de l'unité de production incrémentale, et d'une option de flexibilité quant à l'utilisation de l'unité installée. L'entreprise électrique, qui exerce une option d'achat, abandonne l'option de croissance mais acquiert en contrepartie un équipement incrémental de la valeur de l'option de flexibilité. L'opportunité d'investissement revient à acheter une option réelle d'achat et une option réelle de vente sur la valeur du projet. Elle

est perpétuelle, ce qui revient à dire que l'option d'achat n'a pas de date d'échéance. Dans le même temps, l'entreprise reçoit une option de flexibilité de la production qui est une option de vente. L'opportunité d'investissement est donc la somme d'une option d'achat et d'une option de vente.

Cependant le projet envisagé par l'entreprise est un investissement irréversible (la revente du capital de l'entreprise est impossible), mais qui reste complètement expansible. Ce cas envisagé dans la littérature à la suite d'Abel[1983], McDonald et Siegel[1986], Pindyck[1988], Caballero[1991], Dixit[1992] et Smith[1994], réduit la valeur marginale de l'entreprise à celle de l'option d'achat uniquement.

Nous avons supposé, à la suite de Modigliani et Miller[1958], Miller[1974] et de Brennan et Schwartz[1978] que les activités de l'entreprise restent inchangées par sa structure de financement, et que les décisions concernant cette structure de financement ne sont plus modifiables une fois qu'elles sont prises. Nous déterminons dans un premier temps la structure de financement, pour ensuite nous concentrer sur la décision d'investissement de l'entreprise.

Le financement risqué de cet investissement se fait par emprunt et fonds propres. L'entreprise détermine tout d'abord le ratio d'endettement sur fonds propres, et n'investit ensuite dans cet équipement que s'il est rentable (ce qui élimine tout risque de faillite). Le montant de la dette est exogène, compris entre 0 (le projet est autofinancé) et une valeur maximale⁶ selon les conditions d'emprunt du marché. Une partie du financement se fait par capitaux propres, parce que cela permet d'abaisser le coût des capitaux empruntés, qui comprend la prime de risque économique du nucléaire. En effet si le nucléaire n'est pas compétitif par rapport à un CCG, les créanciers peuvent ne pas investir. Mais l'entreprise cherche à maximiser sa valeur de marché, qui fait la somme de la valeur des fonds propres et de la valeur de la dette. Cette valeur est indépendante de la structure de financement de l'entreprise, du fait de l'effet de levier démontré par le théorème de Modigliani et Miller[1958]. La rentabilité des fonds propres est identique quelque soit la structure du capital de l'entreprise (i.e. que l'entreprise soit autofinancée ou endettée). Le coût des fonds empruntés est constant, puisque l'emprunt est rémunéré au taux d'intérêt du marché r . Ce financement par la dette peut être également interprété comme une opération sur option. La valeur de l'entreprise est en effet égale à la somme de la valeur des actions et celle des obligations, soit de façon équivalente à la somme de la valeur de l'actif (l'équipement nucléaire) et de la valeur de l'option de vente de cet actif (puisque'il y a changement de propriété en cas

⁶L'entreprise risquerait de faire faillite si elle s'endettait au delà de cette valeur maximale exogène.

de non remboursement de la dette). Dans le cas que nous envisageons, il n'y a pas de risque de faillite puisque le niveau de la dette est en deçà de son niveau maximum. La valeur de l'option de vente est donc nulle : le financement du projet ne se fait pas exclusivement par un emprunt.

Or d'après Myers[1974], il n'est pas optimal pour une entreprise de s'endetter dans un marché des capitaux parfaits, ou quand la fiscalité est neutre. A la différence d'une entreprise financée par fonds propres, une entreprise financée par un emprunt obligataire peut, dans certains états de la nature, ne pas retenir des opportunités d'investissement de VAN positive. La perte de valeur actuelle de l'entreprise, qui résulte de cette stratégie sous-optimale d'investissement futur, se fait au détriment des actionnaires. Donc en l'absence d'imposition ou en cas d'imposition neutre, la stratégie optimale de financement de l'entreprise consiste à ne pas émettre d'emprunt risqué, c'est-à-dire à se financer par fonds propres. Une fiscalité non neutre offre un avantage au financement par la dette, en permettant la déduction des intérêts de la dette du revenu imposable. Cet avantage fiscal s'obtient, par exemples, par l'impôt sur les sociétés (IS) et par l'impôt sur le revenu des personnes physiques (IR). Il modifie la décision d'acceptation ou de rejet du projet d'investissement. Cependant Miller[1977] a démontré l'existence d'un montant optimal d'emprunt, en présence de l'IS et de l'IR : quand le levier (i.e. le ratio de la dette sur les fonds propres) augmente, l'avantage fiscal de la dette compense son coût croissant et ce jusqu'à l'optimum d'endettement. L'entreprise est supposé pouvoir s'endetter à hauteur du montant optimal réalisable, c'est-à-dire compris entre 0 et la valeur maximale. Nous posons aussi l'hypothèse que l'entreprise mène une politique de plus-value plutôt qu'une politique de dividende, puisque le marché n'a pas de préférence pour l'une ou l'autre politique (ces politiques étant fiscalement neutres). La valeur du projet n'intègre pas les dividendes nets de la fiscalité, qui s'applique aux personnes physiques (IR). Donc nous allons tenir compte de la fiscalité pour qu'il soit optimal pour l'entreprise de s'endetter. Mais le montant optimal de l'emprunt est déterminé, avec certitude, préalablement à la décision d'investissement.

La valeur de l'entreprise s'interprète également, en termes d'opération sur option, comme la somme de la valeur de l'option d'achat de l'actif et de la valeur actuelle des remboursements. Le remboursement de la dette est basé sur un échéancier à annuités constantes connues. Modigliani et Miller[1958], Merton[1974] et Black et Cox[1976] ont déjà envisagé que la maturité de la dette est infinie. Une innovation du marché des capitaux, le remboursement total in fine ("bullet repayment"), rend possible le refinancement, ce qui permet d'échelonner le service de la dette sur la durée de vie de l'équipement nucléaire.

Le financement résiduel du projet d'investissement se fait par autofinancement, via les flux de trésorerie de l'équipement nucléaire. La production se fait en base et le risque de surinvestissement est écarté, parce que la sortie de la base se traduit par une perte de compétitivité du nucléaire. De plus la technologie est standardisée (la plus récente en France étant le palier N4). Nous pouvons donc normaliser la quantité d'électricité produite et les coûts d'exploitation⁷. Le flux courant de trésorerie se résume au prix de revient courant p_t . L'entreprise décide de son investissement en fonction de ce prix de revient. Cette variable n'est pas contrôlée par l'entreprise, mais elle décrit l'état du secteur de la production électrique. La valeur de l'entreprise dépend du prix de revient, qui n'est pas connu avec certitude, ce qui a été abordé dans la littérature par Abel[1983] et Smith[1994] : $V_t \equiv V(t, p_t)$.

Le prix de revient nous permet de mener l'analyse en équilibre partiel, en isolant les flux de trésorerie nets et les risques liés au projet du reste des activités de production. "Par conséquent, le prix courant de l'électricité est le prix fictif pertinent qui oriente les décisions d'exploitation des centrales nucléaires, nous permettant de traiter chaque centrale comme un centre de profit isolé et de faire abstraction de la modélisation des fluctuations idiosyncratiques de la demande locale et du mode d'exploitation des autres unités de production détenues par l'entreprise de service public ("utility")" (Rothwell et Rust[1995], p. 9). Enfin Dixit et Pindyck[1994] (p. 19) ont établi que si le marché des risques est complet et si les entreprises se comportent comme des "price-takers" (ce qui est toujours le cas, puisque nous supposons que le choix du régulateur en termes de prix de revient s'impose à l'entreprise), alors l'évolution de l'équilibre de l'individu est socialement efficace. Nous retrouvons alors les trois conditions d'optimalité individuelle, de marché complet et d'absence d'opportunité d'arbitrage (AOA)⁸, qui permettent l'évaluation de l'option d'achat (i.e. du projet d'investissement).

Si le projet d'investissement est retenu, la valeur courante de l'entreprise est le flux de trésorerie courant, net des impôts et du service de la dette :

$$V(t, p_t) = p_t - \lambda(p_t - rB) - b - rB;$$

où λ est le taux d'IS dont l'assiette est le profit d'exploitation net du service de la dette ;

⁷La standardisation technique assure la connaissance des coûts marginaux de production, ainsi que du coût initial du capital (Cf. Annexe - FIG. 1).

⁸L'arbitrage est une opération correctrice, et non stabilisatrice, sans mise de fonds et qui garantit l'obtention d'un revenu net ou d'un profit d'arbitrage certain positif. Il illustre le principe de l'unicité d'un bien ou d'un actif financier sur un marché parfait. Donc en absence d'opportunité d'arbitrage, le prix d'une option peut être évalué par duplication sur le marché de cette option par un portefeuille d'actifs existants.

r est le taux d'intérêt du marché et donc de l'emprunt ;

B est le montant optimal exogène de la dette et b en est l'annuité constante :

$$B = \sum_t^{\infty} \frac{b}{(1+r)^t} = \frac{1+r}{r} b.$$

La valeur courante de l'opportunité d'investissement se réécrit :

$$V(t, p_t) = (1 - \lambda) p_t - [1 + (1 - \lambda)(1 + r)] b. \quad (1)$$

Les termes du choix de l'entreprise se réduisent soit à un supplément de valeur net d'escompte qui provient du projet d'investissement, soit à 0. La décision de l'entreprise retient la valeur maximale, ce qui se formalise de la façon suivante :

$$\max_t \{ (1 - \rho) V(p_t, t) + E[dV_t]; 0 \}.$$

La valeur de l'option d'achat dépend de la demande d'électricité aléatoire. L'entreprise produit en base à pleine capacité de production et la quantité demandée d'électricité est donc certaine. Nous pouvons normaliser cette quantité d'électricité, de sorte que la demande aléatoire soit fonction du prix de revient aléatoire. Le prix de revient est bien le sous-jacent de l'option. Son évolution est néanmoins connue pour partie, déterminée par la structure industrielle. Elle est formalisée par l'équation différentielle stochastique (EDS) standard, qui représente finalement les croyances de l'entreprise sur l'évolution du prix compte tenu de la réglementation :

$$\begin{cases} dp_t = \mu(t, p_t) dt + \sigma(t, p_t) dz_t \\ p(t_0) = p(0) = p_0 \end{cases} \quad (2)$$

où $\mu(t, p_t)$ est la dérive ou le trend du processus, donnée par l'organisation du marché électrique ;

$\sigma(t, p_t)$ est la volatilité du processus ou l'écart-type du prix vu comme un taux de rendement du projet d'investissement ;

z_t est un mouvement brownien standard⁹ ;

t_0 est la date initiale et p_0 est le prix de revient à cette date.

Seul le prix de revient courant p_t , à valeurs dans \mathbb{R}_+ , guide l'investissement. Le prix varie au cours du temps selon l'EDS standard (2).

La méthode d'évaluation (par les équations différentielles partielles) que nous utilisons, recherche la valeur maximale de l'entreprise à partir du programme rétroactif (qui vérifie le

⁹La variation de cet aléa est probabilisée selon une loi normale : $dz_t \sim \mathcal{N}(0, 1)$. Ainsi un mouvement brownien standard correspond en continu à une marche aléatoire en discret.

principe de Bellman¹⁰),

$$V(t, p_t) = \max_t \{(1 - \rho)V(t, p_t) + E[dV_t]\}, \quad (3)$$

et dont nous déduisons la condition du premier ordre, l'équation différentielle partielle (EDP) d'Hamilton-Jacobi-Bellman, à l'aide de la notion d'espérance rationnelle,

$$\rho V(t, p_t) = E[dV_t]. \quad (4)$$

L'adjonction des conditions aux bornes permet de trouver la frontière de prix p_t^* , $\forall t$ qui délimite à tout instant les deux régions optimales de continuation et d'arrêt, et qui illustre le seuil entre les décisions optimales d'investissement et d'attente puisque la valeur de l'entreprise $V(t, p_t)$ est une fonction monotone croissante de p_t . L'investissement est retenu s'il permet de financer le montant unitaire initial du capital (connu du fait de la standardisation de la technologie), auquel se déduit le montant unitaire de l'emprunt, $K - B = K - \frac{1+r}{r}b$.

Finalement la règle d'investissement dépend du processus d'évolution du prix de revient. Or ce prix est un processus markovien, mais il ne fluctue pas selon un mouvement brownien géométrique (comme sont modélisés les sous-jacents des options financières). Nous allons voir que son évolution est fonction du type de réglementation, auquel est soumise l'entreprise produisant dans un pays développé ou dans un pays émergent. Nous en déduirons la décision d'investissement de l'entreprise.

3 Trois contextes institutionnels

La structure industrielle du secteur de la production électrique est contrôlée par un régulateur qui agit pour le compte de la collectivité. Cette réglementation du secteur électrique a des conséquences sur le prix de revient, puisque le régulateur intervient dans les mécanismes de fixation de prix. Mais s'il reste en charge du respect des missions de service public, il n'en est plus de même pour la politique d'investissement qui est du ressort de l'entreprise. Dans un environnement incertain, l'entreprise doit construire ses équipements de production dont le coût est à sa charge mais dont elle encaissera les recettes : elle décidera, de façon rationnelle, de réaliser tout investissement de profit espéré positif. Puisque l'opportunité d'investissement a valeur

¹⁰ “[...] le principe d’optimalité de Bellman : une politique optimale vérifie la propriété selon laquelle, quelque soit l’action initiale, les choix restants constituent une politique optimale en accord avec le sous-problème débutant à l’état qui résulte des actions initiales” (Dixit et Pindyck[1994], p. 100).

d’option d’achat, l’entreprise exerce ou conserve cette option. Nous cherchons à déterminer la valeur de cette option, qui déclenche la décision de l’entreprise de l’exercer.

Cette réglementation a également des conséquences sur l’appréciation du risque économique des différentes filières électriques et sur le choix optimal de la composition du parc de production, entre les différents équipements. La prise en compte de ce risque de perte de compétitivité du nucléaire conduit l’entreprise à baser son prix de revient sur le coût de développement le plus faible en base. Ce coût de développement le plus faible en base est soit donné sans conteste par le nucléaire, soit par le CCG qui le concurrence.

Nous allons envisager, à la suite de Lescoeur et Penz[1999], trois types de réglementations, mises en place pour répondre à trois situations caractéristiques de la mondialisation. L’entreprise peut tout d’abord être celle d’un pays émergent (§ 3.1). Elle produit pour le marché intérieur dans un contexte institutionnel, qui vise à promouvoir le développement du secteur de la production électrique au niveau national. Cela a été par exemple le cas d’EDF en France. Dans les pays développés, l’entreprise produit dans un secteur domestique (§ 3.2) plus concurrentiel, suite notamment en Europe à la Directive électrique¹¹ du 19 décembre 1996. Mais elle peut produire pour un pays émergent (§ 3.3), en étant soumise au risque de renégociation des contrats de vente d’électricité. En effet ce pays peut être amené à développer des équipements de production plus concurrentiels pour lui, appartenant à la filière du CCG.

L’entreprise endettée de façon optimale, est confrontée à un environnement incertain. Elle choisit d’investir dans un équipement nucléaire, ou d’attendre et de reporter sa décision. Nous allons déterminer successivement la valeur de l’option d’achat qui déclenche l’investissement, dans chacune de ces trois situations différentes.

3.1 Le cas d’une réglementation monopolistique de type “cost-plus”

3.1.1 L’objectif de développement du parc de production

La construction du parc de production d’un pays émergent est confiée le plus souvent à un monopole national, qui est le mieux à même de gérer ce parc de façon optimale. En effet Bergougnoux[1987] a montré que l’efficacité économique implique que la structure du parc de production soit optimale (le parc est alors dit adapté), c’est-à-dire qu’elle satisfasse la demande au moindre coût. De plus le théorème de rendement social spécifie qu’une condition nécessaire

¹¹La Directive 96/92/CEE du Parlement européen et du Conseil, concerne les règles communes du marché intérieur de l’électricité.

pour qu'un état de l'économie soit optimal, est que les prix soient proportionnels aux coûts marginaux de production. Le choix en avenir incertain des équipements a donc pour objectif de minimiser les coûts de développement de la production électrique. Le nucléaire est retenu pour fournir la demande en base, parce qu'il est un actif peu risqué économiquement. Les incertitudes des coûts des centrales thermiques classiques sont plus importantes que celles qui sont relatives au nucléaire, du fait de la volatilité des prix des combustibles fossiles. Ce risque se pose également en termes d'indépendance énergétique du pays. L'entreprise en monopole fait le choix de ce type d'équipement pour répondre à la demande d'électricité en base, dont elle a planifié l'évolution.

Dans le cas d'une industrie de réseau, l'entreprise intégrée à rendement croissant et donc en monopole se voit imposer par l'Etat, autorité régulatrice dont l'objectif est l'optimum collectif, un tarif fondé sur le coût marginal de production que le marché ne peut pas révéler. Ce cas déterministe de contrôle des prix est un cas d'école qui nous servira de référence pour les pays émergents. Mais il illustre également la planification de la production à laquelle EDF a été soumise de 1946 à 1996 (date du vote de la Directive, à partir de laquelle EDF envisage un autre type de réglementation). EDF est au service de l'intérêt général dans le cadre de missions de service public. La demande d'électricité en base est déterminée à partir des monotonies de charge annuelles prévisionnelles.

Nous retrouvons les pratiques tarifaires d'EDF. Ces problèmes de tarification mettent en avant la variable du prix et non la variable de la quantité pour évaluer la variation d'utilité collective. Les tarifs sont basés sur les coûts marginaux de développement. Le respect de la condition d'efficacité du parc de production ferme la boucle de cohérence Régulation par l'offre-Régulation par la demande (utile à la prévision de la production en base et au déterminisme de l'évolution du prix). Il a également permis à EDF de développer son programme électronucléaire pendant ces 50 ans. La structure optimale du parc français inclut les centrales nucléaires comme équipements en base.

3.1.2 Le cas déterministe : la règle du “now or never”

Dans ce contexte d'évolution connue de la demande d'électricité en base, l'évolution du coût marginal de long terme est certaine. Le prix étant proportionnel au coût marginal, son évolution dans le temps est connue et elle suit la tendance $\bar{\mu}$. Ainsi

$$dp_t = \bar{\mu} dt \quad (5)$$

puisqu'il n'y a pas d'incertitude ($\sigma = 0$ dans l'équation (2)).

La règle d'investissement répond, dans ce cas déterministe, à une stratégie "now or never", définie par Dixit et Pindyck[1994]. La détermination du seuil d'investissement revient à décider de retenir le projet à la date optimale t^* (stratégie "now"). Si à cette date optimale t^* l'investissement n'est pas retenu, l'option disparaît : il n'y a pas de possibilité d'attente (stratégie "never"). Il est équivalent, pour Dixit[1992], d'utiliser le critère néoclassique de la VAN.

Si l'option est exercée au temps t , le flux de trésorerie actualisé net, défini en (1),

$$((1 - \lambda) p_t - [1 + (1 - \lambda)(1 + r)] b) e^{-\rho t}$$

est positif. En revanche si l'option n'est pas exercée à cet instant t , il n'y a pas de gain de production et la valeur de cette option est nulle.

L'entreprise décide alors d'exercer ou non son option selon le calcul rationnel suivant :

$$\max_t \left\{ \left[(1 - \lambda) p_t - \left((1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right) b - K \right] e^{-\rho t}; 0 \right\}.$$

De plus le prix de revient évolue à taux constant dans le temps, selon la dynamique $dp_t = \bar{\mu} dt$ (5). Le prix courant p_t est connu et s'exprime en fonction de p_0 , le prix de revient à la date initial $t_0 = 0$,

$$p_t = \bar{\mu} t + p_0.$$

La date optimale t^* est la date d'échéance de l'option d'investissement. A cette date, l'entreprise doit choisir ou non d'investir. Pour la déterminer, l'entreprise doit considérer le supplément de valeur maximum attendu de l'opportunité d'investissement, c'est-à-dire le maximum espéré que le projet lui procure. La date optimale t^* est donc la solution du programme suivant :

$$V_{t^*} = V(p_{t^*}^*) = \max_t E \left[(\bar{\mu}(1 - \lambda)t + (1 - \lambda)p_0 - \left((1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right) b - K) e^{-\rho t} \right].$$

A la suite de McDonald et Siegel[1985], nous montrons qu'il existe toujours une date à laquelle il est optimal d'investir quels que soient le trend et le taux d'actualisation, puisque $\lim_{t \rightarrow \infty} \bar{\mu}(1 - \lambda)t e^{-\rho t} = 0$ est toujours vraie, $\forall (\bar{\mu}, \rho) \in \mathbb{R} \times \mathbb{R}_+$ (la valeur de l'entreprise V_t n'augmente pas indéfiniment avec le temps et l'investissement est toujours une meilleure politique que l'attente).

L'objectif du régulateur, qui est de faire baisser les coûts de production, se traduit par une tendance d'évolution du prix est non positive, c'est-à-dire $\bar{\mu} \leq 0$. Le flux de trésorerie net

généralisé par le projet d'investissement est soit constant, soit diminue dans le temps. La règle d'investissement est une règle "now or never" à la date initiale¹² : il est optimal d'investir immédiatement si $(1 - \lambda) p_0 - \left((1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right) b - K > 0$

$$\iff p_0 > p_0^* = \left((1 + r) - \frac{1}{(1 - \lambda)r} \right) b + \frac{1}{(1 - \lambda)} K,$$

sinon il n'est jamais optimal d'investir. La règle se résume ainsi :

$$\max \left\{ (1 - \lambda) p_0 - \left((1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right) b - K; 0 \right\} \quad (6)$$

en $t^* = 0$, qui est la date initiale et la date d'échéance de l'option dans la stratégie d'investissement.

L'entreprise décide de son investissement dans un cadre planifié et certain. Pour trouver les effets de l'incertitude et de l'irréversibilité sur cette décision, nous envisageons les deux cas incertains suivants : l'entreprise d'un pays développé produit de l'électricité pour le marché intérieur ou décide d'investir dans un pays émergent. Nous comparons ce seuil d'investissement déterministe avec ceux obtenus en univers incertain.

3.2 Le cas d'un système concurrentiel

3.2.1 L'exemple européen

La Directive européenne du 19 décembre 1996 a pour objectif de modifier la structure industrielle du secteur de la génération électrique, pour la rendre plus concurrentielle. Elle ouvre en effet, par les articles 4, 5 et 6, le secteur de la génération aux producteurs indépendants. La structure industrielle retenue ne sera pas effective avant l'ouverture totale du secteur de la génération en 2006. L'entreprise productrice pourra vendre l'électricité sur le pool européen (si cette structure industrielle est finalement choisie), dont nous envisageons le fonctionnement par référence au pool britannique : soit les marchés spot de gros et de détail de l'électricité, soit après sa réforme le NETA.

L'intérêt du pool est de matérialiser la concurrence sur le segment de la production qui n'est pas en monopole naturel. Le prix de revient basé sur le coût marginal de production (révélé à présent par le marché) assure l'efficacité économique. De plus la tarification fondée sur les coûts marginaux en développement permet d'orienter la demande en fonction des coûts induits dans le futur par le développement du parc. Le respect des coûts marginaux par les prix est assuré

¹² p_t diminue avec t . Il n'est pas optimal d'investir à la période suivante $t = 1$ puisque $p_1 < p_0$.

par le régulateur du pool, à la fois dans le cadre institutionnel de la concurrence et comme commissaire-priseur dans la rencontre par l'offre de sa demande sur le marché.

Un exemple concret de pool nous est donné par l'Angleterre et le Pays de Galles avec l'Electricity Pool of England and Wales. Le mécanisme¹³ de ce marché de gros d'électricité montre que les producteurs utilisent un système fondé sur le coût marginal ("System Marginal Price" ou SMP) pour établir leurs prix, auquel s'ajoute une marge ("Capacity Payment"). Cette marge incite les entreprises à maintenir de façon adéquate une production supérieure à la demande afin de pouvoir faire face à l'aléa de la demande, différence entre la demande prévue et la demande réelle. Les producteurs vendent donc leur électricité sur le pool au prix de vente du pool ("Pool Purchase Price") qui résulte de l'addition du SMP et de la marge. Ce prix de revient est donné par les équipements de pointe, puisqu'il reflète le coût marginal de l'unité marginale appelée (par le système d'enchères à l'ordre de mérite, "merit order"). Cependant le régulateur britannique, l'Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), a constaté que depuis 1990 les prix de gros de l'électricité n'ont pas vraiment changé, alors que les coûts de combustibles, de capital et d'exploitation des centrales de production ont été réduits de près de 50% : le prix de revient du Pool ne reflète pas le coût marginal, mais plutôt la rareté de l'offre sur la demande.

Après avoir tenté de faire baisser le prix de revient pour qu'il reflète le coût marginal de production, notamment en contraignant l'évolution du prix final de la fourniture par un "price-cap" (selon la formule "RPI-X"¹⁴), l'OFGEM a modifié le fonctionnement du Pool. Partant du constat que l'entreprise vend de l'électricité sur la base de contrats¹⁵ pour se prémunir contre les fluctuations du prix de revient sur les marchés spot, la réforme du Pool a abouti à la mise en place, le 27 mars 2001, du New Electricity Trading Arrangements¹⁶ (NETA). Le

¹³Ce mécanisme SMP a d'ailleurs été étendu en mars 1999 par le Pool Executive Committee (PEC) de l'OFFER au marché de détail, rendu alors accessible à la concurrence. L'Electricity Pool of England and Wales a arrêté de fonctionner le 27 mars 2001, avec la mise en service du New Electricity Trading Arrangements.

¹⁴La référence britannique s'appuie sur l'"Electricity Act" de 1989 : le prix du service réglementé, le "Retail Price Index" (RPI), augmente avec l'inflation mais se voit soustrait d'un facteur incitatif X que l'entreprise réglementée, en l'occurrence le fournisseur (Retail Electricity Company ou REC), doit récupérer en augmentant son efficacité ou en diminuant ses coûts. Les facteurs X sont établis pour une période de quatre ans par le Director General for Electricity and Gas Supply (DGES) qui tient compte des besoins d'investissement en capital des entreprises et de la disponibilité des moyens d'améliorer leur efficacité.

¹⁵Seul nous intéresse l'aspect financier (et non l'aspect physique) de cette relation contractuelle.

¹⁶Ce nouveau marché de gros établit également un lien commercial supplémentaire entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité.

NETA centralise un mécanisme de contrats bilatéraux concernant un ou plusieurs échanges. La gestion de ce marché est assurée par une entreprise indépendante, ELEXON. Ces contrats n'engagent l'entreprise qu'à court terme, pour une période inférieure à la durée de vie de la centrale. L'entreprise dans cet environnement concurrentiel, est incitée à proposer un prix de revient dans ses contrats, basé sur le coût marginal en base et qui évolue à la baisse.

Finalement le pool européen doit être envisagé sur la base du Pool avec un système d'enchères différent : le prix de revient est le prix proposé par l'entreprise productrice sur le pool (si son offre est retenue). Une entreprise équipée en base a tout intérêt à proposer le prix le plus faible, de façon à être retenue et à écouler toute sa production, puisqu'elle prend en considération le risque de compétitivité. Nous supposons ici le coût marginal de référence de production en base est donné par l'équipement nucléaire.

3.2.2 Le prix de revient fluctue comme le coût marginal et suit un mouvement brownien

Le coût marginal de production évolue selon un mouvement brownien au vu des hypothèses retenues, c'est-à-dire absence d'intervention du progrès technologique, production en base et quantité produite normalisée, aléa sur le pool provenant de la demande et non de l'offre (puisque la quantité produite est constante et normalisée, c'est-à-dire que les arrêts de centrales ne sont pas pris en compte par exemple).

Le prix de revient suit donc un processus d'Itô tel que :

$$dp_t = \bar{\mu}dt + \sigma dz_t,$$

où la dérive $\bar{\mu} \leq 0$, puisque l'entreprise cherche à se prémunir contre le risque de compétitivité, et la volatilité sont constantes (Cf. (2)).

L'entreprise cherche à maximiser sa valeur selon le programme (3) :

$$V_t(p_t) = \max_t \{(1 - \rho dt)V_t(p_t) + E[dV_t]\}.$$

Les hypothèses de la neutralité de l'entreprise au risque ($\rho = r$) et d'AOA permettent de récrire l'équation différentielle partielle d'Hamilton-Jacobi-Bellman (4), condition du premier ordre de cette maximisation de la valeur de l'entreprise :

$$rV_t(p_t)dt = E[dV_t] = dV_t.$$

La valeur optimale de l'entreprise, solution générale de cette EDP,

$$V(p) = A_1 e^{-p \frac{-\bar{\mu} + \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}} + A_2 e^{-p \frac{-\bar{\mu} - \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}},$$

(A_1 et A_2 sont deux constantes) doit vérifier la solution intérieure triviale $V(0) = 0$ et les conditions aux bornes. Ces conditions au bord sont exprimées pour le prix seuil du déclenchement de l'investissement p^* . Le seuil d'investissement p^* ne varie pas pendant toute la durée de vie de l'option et délimite les deux zones optimales d'exercice et de non exercice de l'option d'investissement. La frontière d'exercice choisie est alors une fonction déterministe, définie telle que la valeur de l'option est maximale. Elle vérifie une condition de premier ordre (condition de continuité) et une condition de second ordre (condition de dérivabilité).

La condition du premier ordre est une condition de continuité qui signifie qu'au moment d'investir, l'entreprise reçoit juste la recette nette de l'investissement :

$$\begin{aligned} V(p^*) &= (1 - \lambda) p^* - \left[(1 - \lambda) (1 + r) - \frac{1}{r} \right] b - K \\ &= A_1 \left[e^{-p^* \frac{-\bar{\mu} + \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}} - e^{-p^* \frac{-\bar{\mu} - \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}} \right]. \end{aligned} \quad (7)$$

La condition du second ordre est une condition technique de dérivabilité qui garantit la continuité entre la valeur de l'entreprise et l'option exercée, soit :

$$\begin{aligned} V'(p^*) &= -A_1 \frac{-\bar{\mu} + \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2} e^{-p^* \frac{-\bar{\mu} + \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}} \\ &\quad + A_1 \frac{-\bar{\mu} - \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2} e^{-p^* \frac{-\bar{\mu} - \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}} = (1 - \lambda), \end{aligned} \quad (8)$$

où

$$A_1 = -e^{p^* \frac{-\bar{\mu} - \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}} \frac{(1 - \lambda) \sigma^2 + \left(-\bar{\mu} + \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r} \right) \left((1 - \lambda) p^* - \left[(1 - \lambda) (1 + r) - \frac{1}{r} \right] b - K \right)}{2\sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}.$$

Nous trouvons le seuil de déclenchement de l'investissement p^* à partir des conditions au bord (7) et (8), qui ne s'obtient que comme la solution numérique de l'équation :

$$\frac{- (1 - \lambda) \sigma^2 + \left(\bar{\mu} + \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r} \right) \left((1 - \lambda) p^* - \left[(1 - \lambda) (1 + r) - \frac{1}{r} \right] b - K \right)}{- (1 - \lambda) \sigma^2 + \left(\bar{\mu} - \sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r} \right) \left((1 - \lambda) p^* - \left[(1 - \lambda) (1 + r) - \frac{1}{r} \right] b - K \right)} = e^{-2p^* \frac{\sqrt{\frac{-2}{\mu} + 2\sigma^2 r}}{\sigma^2}}.$$

Nous déterminons le seuil p_t^* de déclenchement de l'investissement à partir de résolutions numériques. Le choix de l'entreprise retient le projet d'investissement si $p_t > p_t^* > 0$, puisque la solution triviale $V(0) = 0$ (un prix nul entraîne une valeur de l'entreprise nulle, c'est-à-dire qu'il n'est pas optimal pour l'entreprise d'investir) détermine la zone d'arrêt optimale, mais elle préfère attendre dès que $p_t \leq p_t^*$. L'entreprise peut alors ne jamais investir, puisque tout équipement supplémentaire constituerait un choix sous-optimal de surcapacité du parc de production de cette entreprise.

Nous allons mettre en évidence qu'en environnement incertain, l'entreprise investit moins fréquemment dans des projets incrémentaux que dans le cas déterministe. Ce résultat corrobore les conclusions de Myers[1977], à savoir que l'endettement et la fiscalité augmentent le risque financier que l'entreprise doit couvrir.

3.3 Le cas d'une régulation laissant subsister un risque contractuel lié au prix de l'électricité

3.3.1 La référence aux Cycles Combinés au Gaz

L'entreprise productrice d'un pays développé peut décider de produire dans un pays émergent. Elle doit tenir compte des possibilités de développement d'entreprises dans ce secteur (entreprises du pays émergent) ou de l'entrée de concurrents maîtrisant un autre technologie (entreprises du pays développé). Ainsi le contrat de vente¹⁷ de l'électricité, établi normalement pour toute la durée de vie de la centrale, risque à tout moment d'être révisé. Il doit prendre en compte l'évolution du coût marginal de la technologie de production concurrente, de façon à couvrir ce risque.

La compétitivité du nucléaire sur les CCG se joue au niveau de la maîtrise technologique et du prix du combustible. Le prix du gaz dépend également des réserves nationales du pays émergent, et son évolution est envisagée sous forme de scénarii. Le CCG est un moyen de production, qui nécessite moins de capitaux et qui est en partie réversible. Cet avantage est accentué dans un scénario favorable de prix du gaz faible (scénario bas). Les turbines à gaz à cycle combiné représentent un progrès technologique, qui remet en cause la compétitivité des autres filières de production et qui augmente la taille des unités de production peu sensibles aux économies d'échelle. Le rapport de la DIGEC[1997] souligne ce point en précisant que le

¹⁷Ce contrat de vente lie de façon générale l'entreprise productrice à un monopole de distribution (national ou régional), ce qui rend crédible le risque de révision du contrat.

coût marginal de la production en base tend à être donné à présent par les centrales au gaz, même si le coût marginal de la génération au gaz reste supérieur à celui du nucléaire.

Donc le prix de revient fluctue de façon erratique, vers un coût marginal de référence donné par les CCG. Son évolution est modélisée par un processus d'Ornstein-Uhlenbeck (ou processus de retour à la moyenne), processus qui soutient l'existence d'un état stationnaire¹⁸ de l'économie : le coût marginal du CCG est une variable de l'état de référence vers lequel tend le prix de revient.

3.3.2 Le prix de revient fluctue autour du coût marginal : son évolution se modélise par un processus Ornstein-Uhlenbeck

Sur le marché du pays émergent, le prix de revient d'origine nucléaire est lié à présent au coût marginal donné par la filière de génération au gaz. Sous risque de sanctions, essentiellement le détournement¹⁹ de la demande vers d'autres filières de production voire vers d'autres entreprises de production d'origine nucléaire, l'entreprise ne peut pas maintenir indéfiniment un écart important entre son prix contractuel et le prix effectif sur le marché émergent. En effet l'ordre d'appel des centrales suit le système d'enchères selon l'ordre de mérite du coût marginal (que reflète le prix de revient). Or si le cycle combiné au gaz (CCG) présente le coût marginal le plus bas, il est appelé en premier. Il sera optimal pour toute entreprise d'investir dans des équipements au gaz pour fournir toute la base. Les équipements nucléaires risquent de ne pas être appelés et de sortir de la base. L'entreprise nucléaire a intérêt à ce que son prix de revient se rapproche du coût du CCG. Du fait de la structure de marché, le prix de revient d'origine nucléaire suit un processus de retour à la moyenne donnée par le coût marginal de production au gaz. Soit p_t la solution d'un processus d'Ornstein-Uhlenbeck :

$$dp_t = \eta(\bar{p} - p_t)dt + \sigma dz_t,$$

où \bar{p} est la tendance à long terme ou le coût marginal de long terme de production donnée par la filière de génération au gaz ;

η est la vitesse de convergence ou la force de rappel du prix vers sa tendance de long terme ($\eta > 0$) ;

¹⁸“Tous les processus stochastiques n'ont pas une distribution de probabilité qui converge vers une fonction stationnaire (le mouvement brownien géométrique, par exemple, n'en a pas, mais le processus d'Ornstein-Uhlenbeck en a)” (Dixit et Pindyck[1994], p. 91).

¹⁹après rupture unilatérale de son contrat.

z_t est un processus de Wiener standard.

Le régulateur cherche le simple respect de la concurrence. L'existence de cette moyenne de long terme peut s'interpréter comme un état régulier vers lequel tendent toutes les variables économiques. L'état régulier est un état stationnaire : les variables économiques ne se modifieront plus dès qu'elles l'auront atteint, leur évolution présentant ainsi une tendance certaine et constante (nous retrouvons alors le cas déterministe (6)).

Le choix d'investissement retenu maximise la valeur de l'entreprise induite par le projet (3) :

$$V_t(p_t) = \max_t \{(1 - \rho dt)V_t(p_t) + E[dV_t]\}.$$

En AOA l'entreprise neutre au risque ($\rho = r$) est supposée prendre sa décision après avoir résolu l'équation de Bellman (4),

$$rV_t dt = E[dV_t] = dV_t.$$

La valeur de l'entreprise, solution de cette EDP, s'écrit sous la forme²⁰

$$V(p) = ApF(1, 3; \frac{2\eta}{\sigma^2}p),$$

où (A est une constante) $F(1, 3; x) = 1 + \frac{1}{3}(\frac{2\eta}{\sigma^2}p) + \frac{1}{12}(\frac{2\eta}{\sigma^2}p)^2 + \frac{1}{60}(\frac{2\eta}{\sigma^2}p)^3 + \dots$ est une série hypergéométrique convergente²¹, qui correspond à un cas particulier simplifié pour expliciter plus facilement une frontière possible.

Les conditions du premier et du second ordres, ainsi que la solution triviale $V(0) = 0$, nous permettent de trouver la valeur de la constante A . Ces conditions au bord, de continuité et de dérivabilité, sont réécrites respectivement :

$$V(p^*) = Ap^*F(1, 3; \frac{2\eta}{\sigma^2}p^*) = (1 - \lambda)p^* - \left[(1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right] b - K \quad (9)$$

et

$$V'(p^*) = Ap^*F'(1, 3; \frac{2\eta}{\sigma^2}p^*) + AF(1, 3; \frac{2\eta}{\sigma^2}p^*) = (1 - \lambda), \quad (10)$$

où

$$A = -\frac{\sigma^2}{p^*} \left[\left[(1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right] b + K \right] + \eta \left[(1 - \lambda)(1 + r) - \frac{1}{r} \right] b + \eta K + (1 - \lambda)\sigma^2.$$

²⁰ $V(p) = Ap^\beta F(\beta, B; \frac{2\eta}{\sigma^2}p)$, où $\beta = 1$ et où nous posons $B = 3 \iff \bar{p} = \frac{2\eta}{\sigma^2}$.

²¹puisque par définition le taux d'actualisation n'est pas supérieur au taux d'intérêt sans risque, $3 - 1 > 0$ et donc la série est convergente pour $|\frac{2\eta}{\sigma^2}p| \leq 1 \implies 0 \leq p \leq \frac{\sigma^2}{2\eta}$.

Donc le seuil de déclenchement de l'investissement retenu pour $\bar{p} = \frac{\sigma^2}{2\eta}$ et d'après les conditions au bord (9) et (10), est

$$p^* = \sqrt{\frac{\bar{p} \left[(1 - \lambda) (1 + r) - \frac{1}{r} \right] b + K}{(1 - \lambda)}}.$$

L'entreprise construit l'équipement nucléaire si $p_t > p_t^* > 0$, puisque la solution triviale $V(0) = 0$ détermine la zone d'arrêt optimale, mais elle attend avant d'investir $p_t \leq p_t^*$. Nous comparons ce seuil à celui obtenu en univers certain. Sa supériorité traduit un investissement moins fréquent du fait du risque financier accru. Nous retrouvons, comme dans le cas précédent, les résultats de Myers[1977].

4 Exemples numériques

Seul nous préoccupe le sens de variation de frontière d'investissement par rapport au cas déterministe. L'exemple numérique qui sert à le mettre en évidence retient le scénario de la DIGEC[1997] donné en Annexe - FIG. 1, en supposant que le taux d'actualisation est de 8% par an ($\rho = r = 0,08$) pour un investissement dont le capital initial unitaire K est évalué à 12,7 centimes/kWh. Supposons que le prix de revient baisse aléatoirement (pour une entreprise d'un pays développé) en moyenne de 1,5% par an, c'est-à-dire avec une tendance $\bar{\mu}$ de $-0,015$ et une volatilité σ de 0,2.

En revanche nous allons faire référence au meilleur scénario envisagé par la DIGEC[1997] pour le coût marginal de production au gaz sur le long terme (Cf. Annexe - FIG. 2). Ainsi nous fixons $\bar{p} = 18,3$ centimes/kWh ($\bar{p} = \frac{\sigma^2}{2\eta} = 18,3 \implies \eta = 0,0011$).

Nous allons à présent envisager deux structures de capital de l'entreprise soumise à l'impôt sur les sociétés $\lambda = 33, \frac{1}{3}\%$ ($(1 - \lambda) = 0,6667$) : soit l'entreprise n'est pas endettée ($D = 0$ et $b = 0$, situation non optimale quand l'entreprise paie l'IS), soit l'entreprise est endettée à hauteur du quart de son capital ($D = \frac{1}{4}K$ et $b = \frac{r}{1+r}D$, i.e. $b = \frac{r}{1+r} \frac{1}{4}K = 0,2351851$).

Cet exemple nous permet de comparer les seuils d'investissement d'une entreprise endettée qui produit dans un pool, ou dans un pays émergent en concurrence avec les CCG, par rapport au cas déterministe. Ces seuils sont également calculés pour une entreprise non endettée, qui finance son investissement par fonds propres (dans ce cas, la structure financière de l'entreprise n'est pas optimale).

TABLEAU RECAPITULATIF :

Mouvement du prix de revient $dp_t = \mu(t, p_t)dt + \sigma(t, p_t)dz_t$	Seuil d'investissement p_t^*	$D = 0$	$D = \frac{1}{4}K$	Décision optimale
Mouvement déterministe $dp_t = \bar{\mu}dt$ ($\bar{\mu} \leq 0$)	$p_0 > p_0^* = \left((1+r) - \frac{1}{(1-\lambda)r} \right) b + \frac{1}{(1-\lambda)} K$ $p_0 \leq p_0^*$	19,05	14,9	investissement \emptyset
Mouvement brownien $dp_t = \bar{\mu}dt + \sigma dz_t$	$p_t > p_t^*$ (graphiquement) $p_t \leq p_t^*$	19,05	19,72	investissement attente
Processus Ornstein-Uhlenbeck $dp_t = \eta(\bar{p} - p_t)dt + \sigma dz_t$ $\sigma \neq 0$ ($\bar{p} = \frac{\sigma^2}{2\eta}$) (cas aléatoire)	$p_t > p^* = \sqrt{\frac{-[(1-\lambda)(1+r) - \frac{1}{r}]b + K}{(1-\lambda)}} = \sqrt{\bar{p}p_0^*}$ $p_t \leq p^*$	18,67	16,13	investissement attente

5 Conclusion

Le seuil d'investissement de l'entreprise endettée (respectivement non endettée) est supérieur (respectivement inférieur) dans une structure de marché où l'incertitude existe que dans une structure de marché déterministe. L'entreprise endettée doit couvrir un risque financier, non diversifiable, supérieur. Myers[1977] a décomposé ce risque comme la somme de l'effet de levier, de l'effet fiscal et du risque de faillite (dont les créanciers tiennent compte pour fixer la valeur d'endettement maximale de l'entreprise). De plus McDonald et Siegel[1986] et Dixit et Pindyck[1994] ont démontré que l'incertitude et l'irréversibilité sont comprises dans la différence qu'il existe entre le rendement futur et le capital initial du projet d'investissement. Cette différence augmente avec, par ordre d'importance décroissant, l'incertitude σ sur le prix de revient (i.e. les rendements espérés), le taux d'actualisation ρ et la tendance de l'évolution du prix $\bar{\mu}$. Elle intègre la valeur de la flexibilité de l'entreprise quant à sa production future.

L'entreprise, qui ne peut investir d'après nos hypothèses que dans une unité de production incrémentale, préfère être flexible que de bénéficier de rendements d'échelle importants dès que la demande d'électricité est incertaine. Ainsi elle investira plus fréquemment et séquentiellement dans la capacité de production dont elle a besoin, plutôt que dans des unités de production efficaces et de grande taille. Finalement face à une demande incertaine, l'entreprise préfère investir dans sa capacité de production par tranche que par centrale nucléaire, ou par centrale que dans un programme de parc de production d'origine nucléaire. La différence entre les seuils est telle que nous pouvons déduire par extrapolation que l'entreprise continuera à investir dans des projets qui améliorent sa flexibilité et dont le coût unitaire est supérieur, pour répondre à une demande incertaine. La fréquence de ce type d'investissement découle tout simplement de la taille des projets ainsi envisagés.

La valeur de cette flexibilité est incluse dans la valeur de l'option d'achat : la décision de maintenir une compétence industrielle dans le domaine nucléaire correspond au choix d'une certaine flexibilité dans ses décisions futures d'investissement. Elle traduit le fait qu'un pays qui investit dans un équipement nucléaire irréversible, cherche un certain degré d'indépendance énergétique. Pour cela il minimise ses coûts d'approvisionnement et se prémunit contre le risque de remontée des coûts des combustibles fossiles. Les accords de Kyoto renchérissent ces coûts, puisque les combustibles fossiles sont générateurs de gaz à effet de serre. En investissant dans le nucléaire, l'entreprise conserve une option technologique possible, dans le choix futur du développement durable de l'équipement productif.

Références

- [1] Abel A.B.[1983], Optimal investment under uncertainty, *American economic review* 73, 228-233
- [2] Arrow K.J. et Fisher A.C.[1974], Environmental preservation, uncertainty and irreversibility, *Quarterly journal of economics* 88, 312-319
- [3] Bergougnoux J.[1987], Les leçons de l'expérience du financement du programme électronucléaire français, Chapitre 8 in Terny G. et Prud'homme R., Le financement des équipements publics de demain
- [4] Black F. et Cox J.[1976], Valuing corporate securities : some effects of bond indenture provisions, *Journal of finance* 31, 351-367
- [5] Brennan M. et Schwartz E.[1978], Corporate income taxes, valuation, and the problem of optimal capital structure, *Journal of business* 51, 103-114
- [6] Caballero T.J.[1991], On the sign of the investment-uncertainty relationship, *American economic review* 81 n°1, 279-288
- [7] Dixit A.K.[1992], Investment and hysteresis, *Journal of economic perspectives* 6 n°1, 107-132
- [8] Dixit A.K. et Pindyck R.S.[1994], Investment under uncertainty, Princeton university press, Princeton
- [9] DIGEC[1997], Les "coûts de référence" en production électrique, sous la direction de Batail J., Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Secrétariat d'Etat à l'industrie, DGMP
- [10] Henry C.[1974], Investment decisions under uncertainty : the irreversibility effect, *American economic review* 64, 1006-1012
- [11] Lescoeur B. et Penz P.[1999], La problématique du financement des investissements électronucléaires, *Revue d'économie financière* 51, Le financement des infrastructures, 167-182
- [12] McDonald R. et Siegel D.[1986], The value of waiting to invest, *The quarterly journal of economics* CI n°3, 707-727
- [13] Merton R.[1974], On the pricing of corporate debt : the risk structure of interest rates, *Journal of finance* 29, 449-469

- [14] Miller M.H.[1977], Debt and taxes, *Journal of finance* 32 n°2, 261-275
- [15] Modigliani F. et Miller M.H.[1958], The cost of capital, corporation finance and the theory of investment, *American economic journal* 48 n°3, 261-297
- [16] Myers S.C.[1977], Determinants of corporate borrowing, *Journal of financial economics* 5, 147-175
- [17] Myers S.C.[1974], Interactions of corporate financing and investment decisions - Implications for capital budgeting, *Journal of finance* 29, 1-25
- [18] Pindyck R.S.[1988], Irreversible investment, capacity choice and the value of the firm, *American economic review* 78 n°5, 969-985
- [19] Rapport au Premier ministre[2000], Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, sous la direction de J.-M. Charpin, B. Dessus et R. Pellat, La documentation française, collection des rapports officiels
- [20] Rothwell G. et Rust J.[1995], On the optimal lifetime of nuclear power plants, Working paper C41 - Duration analysis, Stanford university, Californie
- [21] Smith W.T.[1994], Investment, uncertainty and price stabilization schemes, *Journal of economic dynamics and control* 18, 561-579

6 Annexe - Coût actualisé de production en base

Nucléaire N4 - Coût actualisé de production en base (c/kWh)									
Base à 8760 h/an - Actualisation à 8% /an									
Programme de 10 tranches	N4 2 ^{ème} train - MSI 2000				N4 amélioré - MSI 2005				
Taux de change (USD/FF)	5,00		6,50		5,00		6,50		
Prix du combustible, Uranium naturel, (USD/lb U308)	20	25	20	25	20	25	20	25	
Investissement	12,70				12,55				
Exploitation	3,37				3,32				
Combustible	4,27	4,47	4,51	4,78	4,26	4,46	4,50	4,77	
R&D	0,36				0,36				
Coût total actualisé	20,7	20,9	20,9	21,2	20,5	20,7	20,7	21,0	

FIG. 1 : Coût actualisé de production nucléaire en base (c/kWh) (source : DIGEC[1997], p.

28)

Ce coût est obtenu pour un programme de dix tranches et se renchérit si le nombre de tranches diminue. L'objectif de cet exemple est donc seulement illustratif. La prévision d'une mise en service industriel (MSI) respectivement pour 2000 et pour 2005 a été étudiée en 1997. Les tranches envisagées sont des centrales du palier "nouveau 4 boucles" (N4). Cette technologie prend en compte l'expérience acquise par le fonctionnement des réacteurs à eau sous pression (REP) 900 MWe (palier P4) et 1300 MWe (palier P'4) du parc nucléaire français. Chaque unité de production dégage une puissance de 1450 MWe. De plus ce palier, engagé en 1982, est affranchi de toute licence américaine. En revanche si le coût marginal du cycle combiné au gaz sert de coût de référence sur le pool, cela signifie qu'il est inférieur à 20,9, coût de production d'origine nucléaire dans l'exemple choisi.

CCG 650 MWe - Coût actualisé de production en base (c/kWh)					
Durée d'appel de 8760 h/an - Actualisation à 8% /an					
Caractéristiques / MSI	actuelles / 2000		futures / 2005		
Taux de change (USD/FF)	5,00				
Prix du gaz en 2001 (USD/MBtu) et scénario correspondant	2,0 Bulle	2,7 Bas	2,0 Bulle	2,7 Bas	3,3 Médian
Coût actualisé de production en base	19,1	20,5	18,3	18,6	20,8

FIG. 2 : Coût actualisé de production en base par Cycle Combiné au Gaz (c/kWh) (source :

DIGEC[1997], p. 78)