

# **La gestion des risques liés à la déréglementation des industries de réseau : l'incertitude sur la demande et le risque prix**

---

Rapport commandé par *l'Institut Français de l'Energie*  
Réalisé sous la direction du Professeur *Jacques PERCEBOIS*

par

*Cédric CLASTRES*

Université Montpellier I

Facultés des Sciences Economiques

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

**(CREDEN)**

## **Remerciements**

Je tiens à remercier **l'Institut Français de l'Energie** pour m'avoir permis de réaliser ce travail de recherche.

Je tiens également à remercier le **Professeur Jacques PERCEBOIS** pour son encadrement, ses conseils et précieux commentaires lors de la réalisation du présent document.

Je reste bien entendu le seul responsable des éventuelles erreurs ou omissions qui pourraient subsister dans ce rapport.

## Table des matières

INTRODUCTION.....	6
PREMIER CHAPITRE : UNE DEMANDE INCERTAINE ET LA DIFFICULTE DES OPERATIONS D'INVESTISSEMENT .....	10
Section 1) L'incertitude sur la demande.....	11
§1) Un véritable problème mais pas une nouveauté .....	11
§2) La prévision .....	12
§3) Un modèle simple d'incertitude sur le niveau de la demande .....	12
Section 2) Les opérations d'investissement .....	17
§1) Présentation du problème .....	17
§2) Le risque stratégique.....	18
§3) Les critères de décision en matière d'investissement .....	19
I) Le critère de la valeur actuelle nette (VAN) .....	19
A) Définition .....	19
B) La comparaison de projets de durées différentes .....	20
C) La comparaison de projets d'échelle différente .....	21
II) Le taux interne de rentabilité (TIR) .....	21
III) La théorie des options réelles : un outil efficace pour penser les investissements en situation d'incertitude .....	22
A) Définition et nature des options réelles.....	22
1) Les options de croissance .....	23
2) Les options de flexibilité .....	28
B) Conséquences et enjeux de l'utilisation du concept des options réelles sur les choix et les niveaux de l'investissement .....	31
1) Remise en cause du critère de la VAN .....	31
a) La valorisation d'un projet et la décision de l'acquérir .....	31
b) La décision portant sur la réalisation et le timing du projet .....	33

2) L'analyse des effets de l'incertitude sur les choix stratégiques des firmes et sur le niveau d'investissement .....	36
C) Conclusion et limites de la théorie des options réelles.....	38
D) Un exemple d'application : la décision d'investissement dans le secteur électrique	40
IV) Le rendement de l'investissement énergétique .....	43
§4) La gestion des surcapacités.....	44
I) Le problème des surcapacités .....	44
II) L'utilisation des surcapacités et des marchés d'ajustement par le GRT .....	45
 DEUXIEME CHAPITRE : LA VOLATILITE DES PRIX.....	 48
 Section 1) Les options .....	 49
§1) Définition et concepts fondamentaux .....	49
§2) Le prix d'une option.....	50
I) La valeur intrinsèque d'une option.....	50
II) La valeur du temps .....	51
III) La volatilité .....	53
§3) Utilisation des options comme moyen de couverture contre les variations de prix .....	54
I) Couverture contre une hausse des prix .....	54
II) Couverture contre une baisse des prix.....	56
III) L'utilisation des options dans les marchés énergétiques .....	56
 Section 2) les contrats de long terme et les futures .....	 58
§1) Les futures .....	58
§2) Les contrats à long terme.....	60
I) Définition .....	60
II) Utilisation des contrats de long terme comme moyen de couverture.....	61
§3) Récapitulatif des caractéristiques des contrats de long terme et de futures.....	62
§4) Le rôle des contrats de long terme et des futures.....	63
I) Le prix du contrat.....	63
II) Effet sur la concurrence et sur l'exercice du pouvoir de marché .....	63
III) Le problème des contrats.....	64
 Section 3) Les « Contracts For Differences » (CFDs) .....	 72

§1) Les contrats bilatéraux standards « SBCs ».....	72
§2) Les CFDs (J. BUSHNELL et S. STOFT).....	73
Section 4) L'utilisation des marchés à terme et des CFDs dans les marchés énergétiques .....	76
CONCLUSION .....	79
BIBLIOGRAPHIE .....	82
ADRESSES INTERNET .....	86

## **INTRODUCTION**

Dans une idée de poursuite de la construction de la communauté européenne et du marché unique, la commission de Bruxelles a émis des directives afin d'ouvrir à la concurrence les industries de réseau. Anciennement considérées comme des « monopoles naturels », à cause d'un secteur de leur activité (le transport), elles ont été chacune libéralisées petit à petit. Ce sont tout d'abord les industries des télécommunications qui ont vu leur marché s'ouvrir à la concurrence, suivies du marché de l'électricité puis du gaz.

Cette libéralisation des marchés s'est inspirée de principes émis par SMITH. Les gouvernements relâchent le contrôle du marché et « les oligopoles se laissent entraîner dans les futilités concurrentielles », encouragées par la suppression des barrières douanières (J. FOX). Seulement, les industries de réseau, par rapport aux autres secteurs d'activité, nécessitent une régulation en raison justement du réseau de transport qui reste un monopole naturel et de la nature des services qui doivent être fournis. En effet, il est nécessaire de mettre en place une tarification pour cet accès au réseau de transport, dont l'utilisation est incontournable pour chaque livraison. Cette tarification doit permettre aux entreprises désireuses d'investir le marché de le faire sans supporter des coûts trop élevés, mais également ne pas léser l'opérateur historique, ni le Gestionnaire du réseau de transport, en lui permettant notamment de réaliser les investissements nécessaires pour satisfaire sa demande captive et assurer ses missions de service public.

Nous voyons donc que cette ouverture des marchés des industries de réseau ne se fait pas sans se heurter à des difficultés : missions de service public, programmation des investissements, éviter les congestions ou les régler de la meilleure façon possible si elles apparaissent...

La théorie des coûts de transaction et celle des marchés contestables ont fortement contribué à la dérégulation des industries de réseau. « Elles ne répondent pas toutefois à toutes les interrogations qui subsistent en matière d'organisation optimale des activités, dans un souci à la fois d'efficacité et d'équité » (J. PERCEBOIS).

Les entreprises, autrefois en monopole se voient obligées de s'adapter aux règles de la concurrence et aux nouvelles régulations ou mutations institutionnelles qui vont désormais régir le marché. Ces changements, auxquels elles vont faire face, modifient notablement

l'environnement dans lequel elles opèrent. Cela change la façon qu'elles avaient d'aborder l'incertitude et les différents risques (approvisionnement, gestion des investissements, des surcapacités, comportement vis à vis des variations des prix sur le marché spot...) qui pour certains sont nouveaux et spécifiques à ces marchés. En effet, sous l'ancien régime de monopole, le système était composé d'un seul offreur qui satisfaisait toute la demande. Cet offreur, l'opérateur historique, était sûr que toute la demande lui serait adressée. Bien qu'il ne sache pas exactement son niveau, il pouvait prévoir les investissements et les surcapacités nécessaires à l'équilibre du réseau. De plus, étant le seul opérateur du réseau, les consommateurs ne pouvaient s'approvisionner qu'auprès de lui donc il pouvait leur facturer ces surcapacités.

La déréglementation a changé cette vision du système. L'opérateur historique n'est plus le seul sur le marché. La concurrence a été introduite aussi bien dans le secteur de la production que de la distribution. Certains clients, ceux qui sont dits « éligibles », peuvent se tourner vers d'autres fournisseurs. Le nombre « d'éligibles » va s'accroître petit à petit pour couvrir in fine toute la population (comme cela se passe en Angleterre où tous les agents économiques, de l'entreprise jusqu'aux ménages, peuvent choisir leur fournisseur d'électricité et de gaz). Une incertitude sur la demande s'est donc développée car, même si l'offre globale reste la même, la demande adressée à chaque fournisseur devient aléatoire. Elle ne s'agrège plus en une demande individuelle s'exerçant sur un seul opérateur. Il découle de cette incertitude une difficulté de prévoir les investissements qui, du coup, doivent se réaliser dans un univers de plus en plus aléatoire. Les entreprises doivent faire face au risque de se tromper sur leur niveau de demande (ou sur le niveau futur de leur part de marché), risque dont l'opérateur historique n'avait pas, jusque là, à se soucier.

Un second risque apparaît avec la déréglementation, c'est celui des fortes variations de prix. Le secteur de l'électricité étant en surcapacité, la déréglementation agit sur les prix à la baisse. Mais, la difficulté des opérateurs à prévoir leurs investissements risque de jouer contre ces surcapacités, nécessaires, qui vont disparaître petit à petit car leur gestion coûte cher. Dès lors que ces surcapacités auront disparu, les prix vont remonter (J.P. HANSEN). De plus, les investissements réalisés se tournent de plus en plus vers des structures dont le coût de construction est le plus faible, pour un amortissement rapide, comme les centrales de production fonctionnant au gaz, mais qui ont un rendement limité. Dès lors, les prix de l'électricité sont soumis aux variations du prix du combustible (le gaz), dont la volatilité est importante. Ajoutons à cela le fait que l'électricité ne soit pas stockable, le temps important de construction de nouvelles infrastructures de production ou de distribution et leur manque de

flexibilité, les capacités de transport limitées, et nous comprenons pourquoi la production et la consommation ont du mal à s'ajuster. Des congestions apparaissent alors, surtout durant les périodes de pointe qui, en cas de mauvaise gestion, se multiplient. Les entreprises consommatrices ou productrices d'énergie veulent se prémunir contre ces variations de prix, les unes contre une trop forte hausse, les autres contre une trop forte baisse. Elles cherchent des moyens de couverture, souvent empruntés aux produits dérivés des marchés financiers. Mais il est difficile de transposer le panel d'instruments de couverture financiers aux marchés du gaz et de l'électricité, notamment en raison du caractère naissant de ces marchés (J. BERGOUGNOUX). Nous voyons que la déréglementation entraîne pour l'entreprise un changement dans la perception et la façon de gérer les risques liés à une incertitude sur la demande et sur les prix, dont la volatilité s'accroît.

C'est ce changement dans la façon de percevoir et de gérer ces risques que nous nous proposons d'étudier par la suite. Nous verrons tout d'abord les problèmes, déjà connus dans la situation de monopole, de l'incertitude pesant sur le niveau de la demande future, qu'il est nécessaire de prévoir et d'anticiper en vue de réaliser une programmation des investissements pour la satisfaire (il faut prévoir ces investissements suffisamment à l'avance car leur mise en route est souvent longue, de même que leur réalisation). Cette programmation des investissements revient ainsi à prendre une décision en univers aléatoire. Nous verrons alors que la théorie des options réelles est un outil performant pour les choix d'investissements lorsque l'avenir devient incertain. De plus, le secteur de l'électricité nécessite la construction de surcapacités pour pouvoir satisfaire la demande à tout instant, et notamment pendant les périodes de pointe. Ces surcapacités coûtent cher à l'entreprise en situation de concurrence, qui pourrait préférer le risque d'une défaillance, et donc une situation de sous-investissement et de sous-capacité, pour garantir un taux de rentabilité minimum du capital ou exercer un pouvoir de marché pour augmenter ses profits (S. BORENSTEIN et J. BUSHNELL [2000] ; S.PULLER [2001] ; J.T BERNARD, M. DUPERE et M. ROLAND [2001]), plutôt que de subir les coûts de gestion et d'entretien de capacités excédentaires. Un contrôle de ces investissements est néanmoins nécessaire pour éviter de se retrouver en situation de défaillance (l'exemple de la Californie est un cas concret d'un manque d'investissement dans des capacités de production et dans des infrastructures de transport, dû à diverses raisons dont une régulation mal adaptée et des contraintes administratives et environnementales importantes). Ce risque de se retrouver en sous-capacités est assez récent ; il est dû à l'ouverture du marché, tout comme celui des fortes variations de prix que les marchés spots



du gaz et de l'électricité peuvent connaître. C'est ce nouveau risque que nous verrons ensuite, phénomène qui est dû en partie à l'une des propriétés de l'électricité, elle n'est pas stockable, aux capacités restreintes des infrastructures de transport, dont les possibilités d'adaptation aux variations de la demande sont réduites (lourdeur des investissements à mettre en place, délais importants de construction), et au manque de flexibilité de certaines centrales de production. Nous verrons que les entreprises, aussi bien productrices que consommatrices d'énergie, cherchent des moyens de se couvrir contre ces variations.

## **PREMIER CHAPITRE : UNE DEMANDE INCERTAINE ET LA DIFFICULTE DES OPERATIONS D'INVESTISSEMENT**

L'ouverture à la concurrence du secteur de la production et de la distribution (ou fourniture) de l'électricité a augmenté l'incertitude dans le marché de l'électricité et du gaz. Anciennement géré par des monopoles d'état dit "naturels" en raison de la section transport qu'ils incorporaient, le marché ne comportait pas d'aléa important, sauf climatique, quant à la satisfaction de la demande. De même, les investissements nécessaires pouvaient être prévus suffisamment à l'avance pour être réalisés et opérationnels lorsque le besoin s'en faisait sentir. Aujourd'hui, ce n'est plus le cas. L'entreprise n'est plus sûre de la demande qui s'exercera le lendemain sur le marché et de la part de celle-ci qui lui incombera de servir. Les clients vont désormais pouvoir choisir leur fournisseur, d'abord pour les plus gros d'entre eux, puis ensuite, ce choix se généralisera à tous les consommateurs. De ce fait, l'entreprise va hésiter davantage pour réaliser tous les investissements nécessaires au bon fonctionnement du marché. Le marché de l'électricité est un marché qui nécessite des surcapacités de production pour ajuster l'offre et la demande car il n'est pas possible de stocker l'électricité. Dans un environnement monopolistique, l'entreprise peut faire payer ces surcapacités nécessaires aux clients finals, en mutualisant une partie des coûts. Mais, dans un environnement concurrentiel, où le mot d'ordre est de produire au moindre coût pour diminuer au maximum les prix de vente et gagner ainsi des clients, faire payer les surcapacités aux clients impliquerait une prise de risque non négligeable pour l'entreprise.

Un autre problème qui se pose touche le taux et la période de rentabilité du capital investi. Une entreprise privée investira dans des capacités de production dont le rendement n'est certainement pas le plus élevé possible mais dont la rentabilité est la plus rapide et le taux de retour sur investissement le plus élevé.

## Section 1) L'incertitude sur la demande

### §1) Un véritable problème mais pas une nouveauté

La situation d'incertitude sur la demande n'est pas un problème nouveau apparu avec la déréglementation. Même lorsque le secteur était géré par des monopoles, les investissements étaient programmés pour desservir un certain niveau de demande que l'on était obligé de prévoir. Mais, dans cette situation, l'opérateur historique était sûr que toute la demande lui serait adressée et que ce serait à lui de la satisfaire. Les investissements pouvaient donc être réalisés sans trop de craintes. Les surcapacités nécessaires au fonctionnement du marché qui résultaient de ces choix d'investissement pouvaient être facturées aux clients. Aujourd'hui, ce n'est plus le cas et une double incertitude pèse sur cette demande. Son niveau, comme sous l'ancien mode de fonctionnement, est inconnu de l'entreprise qui fournit l'énergie. Mais, ce qui est nouveau, c'est qu'elle ne connaît plus exactement la part de cette demande future qu'elle va avoir à servir. En d'autres termes, elle ne sait pas si ses clients, qui étaient obligés de se fournir auprès d'elle, vont rester ou prendre un autre fournisseur qui propose soit des tarifs plus bas, soit une gamme de services supplémentaires en complément de la fourniture d'énergie (J.P HANSEN). L'entreprise est amenée à prendre en compte que l'entrée de concurrents sur les secteurs de la production et de la distribution risque de lui faire perdre des parts de marché. Il ne s'agit plus alors de satisfaire seulement la demande, mais de se lancer dans des opérations commerciales, comme la fourniture de services supplémentaires, qui attirent et captent les clients éligibles, c'est à dire ceux qui peuvent ou pourront changer de fournisseur. L'entreprise doit se constituer une clientèle solide, la fidéliser (offres de services, signature de contrats à long terme) et faire ainsi en sorte qu'elle n'ait pas intérêt à aller voir un autre producteur (J. FOX). C'est dans cette voie, de conquête et de fidélisation du client, que les entreprises énergétiques se transforment en sociétés de services qui vont avec la fourniture d'énergie ou qu'elles mènent des politiques offensives en vue de racheter des entreprises étrangères ou de fusionner avec elles.

Prévoir la demande future qui sera adressée à l'entreprise est donc plus important que jamais. C'est elle qui va dicter les comportements futurs de l'entreprise, notamment en matière d'investissement. Les entreprises énergétiques intervenant sur ces marchés se sont dotées d'outils de prévision. Ces outils prennent en compte l'environnement politique,

institutionnel, technologique de l'entreprise et l'aident à faire ses choix. Ces outils, trouvent une utilité particulièrement importante dans un univers concurrentiel en pleine mutation.

## §2) La prévision

Dans un environnement où la demande est incertaine, il faut des outils pour essayer de réduire cette incertitude. Il faut émettre des prévisions sur les possibilités de gains ou de pertes de clients, savoir les différentes options qui s'offrent pour répondre à telle ou telle transformation de cet environnement. La prévision permet d'arriver à élaborer une stratégie de réponse face aux mutations que nous observons sur les marchés énergétiques du gaz et de l'électricité. Mais, la gestion de cette incertitude peut également s'effectuer à l'aide de stratégies commerciales.

EDF a bien compris cela. Elle s'est ouverte à l'international, gagnant ainsi des clients, mais a également pris des participations, voire le contrôle, d'autres entreprises électriques de production et de distribution (London Electricity, EnBW, Montedison). Toutefois, elle se heurte aux gouvernements étrangers et à la Commission Européenne qui ne voient pas d'un très bon œil les politiques offensives d'EDF vis-à-vis des entreprises étrangères. L'argument principal contre le comportement d'EDF est que le marché français n'est pas suffisamment ouvert à la concurrence, qu'il est difficile de le pénétrer, et que EDF profite de sa situation nationale protégée pour investir les autres marchés. Cet argument est certes vrai en partie (le gouvernement français ouvre petit à petit le marché, dans les proportions minimales dictées par la directive européenne) mais d'autres y rétorqueront que certains pays se disant majoritairement ouverts ne le sont finalement pas autant qu'ils le prétendent. De plus, l'expérience californienne et les changements répétés du système anglais (P. WRIGHT) doivent nous conforter dans l'idée d'une libéralisation moins rapide et contrôlée.

## §3) Un modèle simple d'incertitude sur le niveau de la demande

Soit un producteur pour qui le prix de vente du produit fini est déterminé de façon tout à fait exogène. Ce prix fixe est dénoté  $p$  et excède le coût unitaire, supposé constant, d'acquisition ou de production de la marchandise qui est représenté par  $c$  ( $p > c$ ).

La source d'incertitude provient du fait que la commande (ou la production) doit être effectuée avant que ne soit connu le niveau de la demande. Celle-ci est donc aléatoire au moment de la prise de décision et elle est notée  $\tilde{d}$ . Notons  $a$  le niveau de la production planifiée par l'entreprise. Deux cas peuvent alors se présenter :

Cas n°1 : si  $d \geq a$ , le producteur écoule sa production  $a$  et réalise un profit  $\pi_1$  défini par :

$$\begin{aligned}\pi_1 &= p.a - c.a - c_0.(d - a) - B \\ &= (p - c - c_0).a - c_0.d - B \quad \text{pour } d \geq a\end{aligned}$$

où la constante  $c_0$  représente le coût unitaire par unité de demande non satisfaite et  $B$  les coûts fixes de production. On peut imaginer que  $c_0$  est une pénalité résultant de la non satisfaction de la demande (le producteur d'électricité a été défaillant donc il est soumis à une pénalité).

Cas n°2 : si  $d \leq a$ , l'entreprise se trouve avec une production invendue pour un total de  $a - d$ . Chaque unité invendue peut créer une recette (le producteur se retourne vers les marchés d'ajustement pour vendre l'électricité produite en excès) ou un coût unitaire (le producteur ne peut pas vendre sur le marché d'ajustement donc sa production est perdue).

En tout état de cause, la production invendue a pour valeur unitaire  $p_0$  et son signe peut être soit positif (s'il s'agit d'une recette), ou négatif (s'il s'agit d'un coût unitaire).

Supposons que  $p_0$  soit une recette unitaire (le producteur réussit à vendre son excédent de production). Sa valeur doit alors être inférieure à  $p$  car sinon, le producteur générerait une production excédentaire pour l'écouler à un prix plus élevé et augmenter ses profits.

Le profit  $\pi_2$  que réalise le producteur est alors :

$$\begin{aligned}\pi_2 &= p.d - c.a + p_0.(a - d) - B \\ &= (p_0 - c).a + (p - p_0).d - B \quad \text{pour } d \leq a\end{aligned}$$

Nous remarquons que, si  $d = a$ , les deux cas donnent le même profit qui est :

$$\pi = (p - c).a - B$$

Nous admettrons par la suite que  $(p - c + c_0)$  est positif et  $(p_0 - c)$  négatif.

Dans la présentation du problème de recherche opérationnelle, on suppose que l'investissement maximise l'espérance de profit. Nous écrivons donc :

$$\text{Max}_a E(\tilde{\pi}) = \int_0^a \pi_2 df(d) + \int_a^{+\infty} \pi_1 df(d)$$

Où  $F(d)$  est la loi cumulée de  $\tilde{d}$ , qui est supposée connue par le décideur. Elle est telle que  $F(0) = 0$  et  $\lim_{d \rightarrow +\infty} F(d) = 1$  (L. EECKHOUDT et C. GOLLIER).

Si l'on calcule  $\frac{dE(\tilde{\pi})}{da}$  et que l'on égalise cette expression à 0, nous obtenons :

$$\frac{F(a)}{1 - F(a)} = \frac{p - c + c_0}{c - p_0} \quad (1)$$

Démonstration :

$$\begin{aligned} \frac{dE(\tilde{\pi})}{da} &= \frac{d \int_0^a \pi_2 dF(d)}{da} + \frac{d \int_a^{+\infty} \pi_1 dF(d)}{da} \\ &= \int_0^a \frac{d\pi_2}{da} dF(d) + \int_a^{+\infty} \frac{d\pi_1}{da} dF(d) \\ &= (p_0 - c) \int_0^a dF(d) + (p - c - c_0) \int_a^{+\infty} dF(d) \\ &= (p_0 - c).F(a) + (p - c - c_0).(1 - F(a)) \end{aligned} \quad (2)$$

car  $\int_0^a dF(d) = F(a)$  puisque  $F(0) = 0$  et  $\int_a^{+\infty} dF(d) = 1 - F(a)$  puisque  $\lim_{d \rightarrow +\infty} F(d) = 1$ .

En égalisant l'expression (2) à 0, nous obtenons le résultat donné par l'équation (1).

Le membre de droite de l'équation (1) contient les paramètres certains du problème tandis que le membre de gauche évoque les caractéristiques de la loi de probabilité de la demande  $d$  évaluée en  $a$ .

Si  $p$  et  $c_0$  augmentent et/ou si  $c$  et  $p_0$  diminuent, la valeur optimale de  $a$  s'accroît car  $\frac{dF(a)}{da} > 0$ .

Si le producteur doit choisir son niveau de production, qui est une fonction du niveau de la demande  $d$ , et s'il y a dépendance dans le temps entre les niveaux de demande  $d$ , sa décision optimale du niveau de production  $a$  n'est pas guidée uniquement par le rendement attendu. Elle est également influencée par le degré du risque, lié à la volatilité de la demande (L. EECKHOUDT et C. GOLLIER).

Pour capter ce nouvel aspect, on utilise une fonction d'utilité croissante et concave en  $w_f$ , qui est la richesse finale de l'individu. Cette valeur est telle que  $\tilde{w}_f = w_0 + \tilde{\pi}$ , où  $\tilde{w}_f$  est la valeur aléatoire de la richesse finale, aléatoire car elle dépend du profit  $\tilde{\pi}$  qui dépend lui-même de la valeur de la demande aléatoire  $d$ .

Le problème de maximisation, dans ces conditions, s'écrit alors :

$$\text{Max}_a E[U(w_f)] = \int_0^a U(w_f) dF(d) + \int_a^{+\infty} U(w_f) dF(d)$$

Si l'on calcule sa condition de premier ordre, nous obtenons :

$$\frac{\int_0^a U'(w_f) dF(d)}{\int_a^{+\infty} U'(w_f) dF(d)} = \frac{(p - c + c_0)}{(c - p_0)} \quad (3)$$

Démonstration :

$$\begin{aligned} \frac{dE[U(w_f)]}{da} &= \int_0^a \frac{dU(w_f)}{d\pi_2} \frac{d\pi_2}{da} dF(d) + \int_a^{+\infty} \frac{dU(w_f)}{d\pi_1} \frac{d\pi_1}{da} dF(d) \\ &= (p_0 - c) \int_0^a U'(w_f) dF(d) + (p - c - c_0) \int_a^{+\infty} U'(w_f) dF(d) \end{aligned} \quad (4)$$

En égalisant l'expression (4) à 0, nous obtenons l'égalité (3).

L'étude de cette solution comprend quelques aspects délicats. La raison se trouve dans la relation particulière qui unit  $w_f$  et l'aléa  $d$  dans ce problème.

En effet, si  $c_0$  est négatif, la richesse finale est d'abord croissante en  $d$  pour  $d \leq a$  et au delà, elle est décroissante comme nous le constatons sur la figure 1 ci-après, où  $d_M$  symbolise la plus grande valeur possible prise par  $d$ . C'est cette relation un peu particulière entre  $w_f$  et  $d$  qui crée les spécifications de l'analyse. Ainsi, nous pouvons constater sur la figure 1 qu'un accroissement de  $a$  (de  $a$  en  $a'$  tel que  $a' > a$ ) provoque un déplacement vers la droite de toute la fonction de profit avec des portions plus défavorables et des parties plus favorables (L. EECKHOUDT et C. GOLLIER).

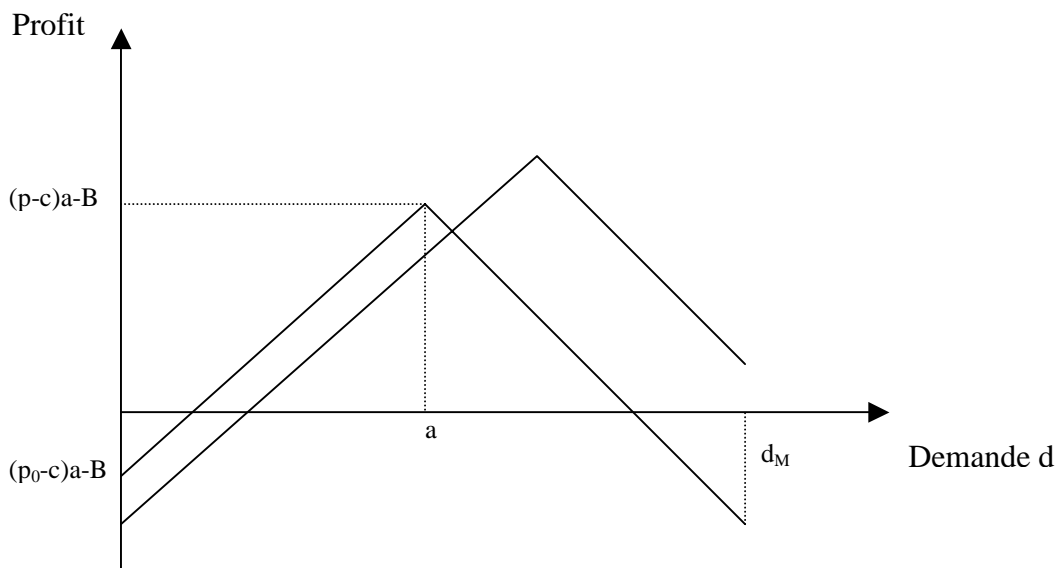


Figure 1

(Source : L. EECKHOUDT et C. GOLLIER)



## Section 2) Les opérations d'investissement

### §1) Présentation du problème

Les incertitudes sur les parts de marché futures de l'entreprise atteignent les programmations à long ou moyen terme des investissements. Ces investissements doivent être effectués dans un univers de plus en plus incertain. Dans les secteurs énergétiques, les délais de construction sont longs, aussi bien pour les moyens de production que de transport ou de distribution. Il faut donc les prévoir pour éviter une situation de défaillance.

Cette question des investissements est importante dans un univers concurrentiel. De son installation peut dépendre la demande qui est adressée à une entreprise. Si elle ne possède pas des capacités suffisantes pour satisfaire ses objectifs ou ambitions, elle peut perdre des clients et diminuer sa part de marché. Les monopoles n'avaient pas à se soucier de ce problème. S'il est privé, il dispose d'un pouvoir de marché et peut toujours rationner la demande en augmentant ses prix sans avoir peur de trop diminuer son profit et sa part de marché. S'il est public, il peut reporter et mutualiser ses coûts sur les clients finals, chose qu'une entreprise en concurrence ne peut pas faire. Une autre différence doit être soulevée. Une entreprise publique en situation de monopole va investir dans des capacités de production ayant un fort taux de rendement, pour ne pas être défaillante et faire jouer les économies d'échelle. Une entreprise privée, exerçant sur un marché concurrentiel, va plutôt investir dans des capacités de production dont le taux de rentabilité du capital est le plus élevé possible, pour amortir l'installation dans un court intervalle de temps, et qui coûtent le moins cher. C'est pour cela que les producteurs indépendants (Independent Power Producers ou IPP) qui investissent les marchés de l'électricité utilisent beaucoup les centrales à cycles combinés au gaz naturel (CCGN). Ces centrales ont des rendements d'échelle inférieurs aux équipements classiques (J. PERCEBOIS), et sont plus vite amorties car le coût et le temps de construction sont faibles par rapport à d'autres types de centrales. De plus, c'est un bon compromis pour satisfaire les législations en vigueur de protection de l'environnement. Le problème de ces centrales est que le coût du combustible (gaz) représente une grande proportion du prix du KWh produit. C'est un mode de production qui est très vulnérable aux variations du prix du combustible. Ce sont donc des entreprises qui vont chercher à se couvrir le plus possible contre ces dernières.

La signature de contrat à long terme peut également être une alternative à la prévision de la demande. Leur effet positif est double : ils assurent à l'entreprise une demande minimale lui permettant de réaliser une programmation des investissements et ils couvrent le consommateur (l'acheteur) contre les variations importantes de prix. Mais, ce point sera abordé ultérieurement, lorsque nous envisagerons les différents moyens de couverture aux variations des prix sur le marché spot.

Dans cet univers concurrentiel, les choix d'investissement sont une variable importante de la stratégie commerciale de l'entreprise. Ils doivent se prendre d'une façon optimale dans un univers assez hostile, où l'incertitude est omniprésente. Il faut donc la prendre en compte et l'insérer dans les critères de décisions amenant à la réalisation ou non de l'investissement.

## §2) Le risque stratégique

Ce risque s'applique à toute décision d'entreprendre, qu'elle soit de caractère public ou privé.

L'accélération des changements de tout ordre est telle que, si une opportunité d'investissement se présente, elle risque de ne plus se représenter (A-M. PERCIE). Toutefois, cette opportunité ne doit pas masquer une propriété de cette accélération : l'erreur de jugement n'est plus permise dans un environnement de concurrence exacerbée. L'investissement est une pièce maîtresse de la stratégie. Une telle décision n'est pas réversible, à la différence d'une décision de choix financier ; un risque financier peut également remettre en cause la situation d'une entreprise mais des ajustements sont souvent possibles.

Le risque stratégique a constitué un risque mineur tant que la visibilité à moyen, voire même à long terme, était relativement bonne du fait de la stabilité des comportements et des évolutions du marché relativement étroit (A-M. PERCIE). Mais, aujourd'hui, avec la libéralisation des marchés qui introduit une incertitude sur la demande à servir et les investissements à faire, ce n'est plus le cas. Ce risque est présent et peut conduire à une perte de compétitivité de l'entreprise qui l'aurait mal négocié.

### §3) Les critères de décision en matière d'investissement

« Pour établir le bien fondé économique de la décision de consacrer un capital financier d'un montant donné à la constitution de tels moyens de production, il convient de répondre à la question de savoir si les retours d'argent à provenir de la mise en œuvre de ces moyens de production permettront d'amortir, c'est à dire de reconstituer, et de rémunérer de manière satisfaisante le capital financier engagé » (R. COBBAUT).

Deux critères sont fréquemment utilisés pour effectuer les choix des investissements. Il s'agit du critère de la Valeur Actuelle Nette (VAN) et de celui du Taux Interne de Rendement (TIR) du projet. Tout deux sont utilisables, bien entendu, pour la prise de décision en avenir certain, que nous présenterons dans un premier temps, et sont généralisables lorsque l'avenir se transforme et devient incertain.

Nous verrons également une façon de discriminer entre les différents projets d'investissement dans une centrale de production électrique : le rendement de l'investissement énergétique.

#### I) Le critère de la valeur actuelle nette (VAN)

##### A) Définition

Par cette méthode, il s'agit de déterminer si les retours d'argent associés à un investissement permettront ou non de reconstituer et de rémunérer le capital investi. Nous raisonnons dans un univers simple où la fiscalité n'existe pas et où la capacité de prévision est totale.

Soit T la durée de l'opération de l'investissement. Il existe alors un infini de séries de 2, 3, ..., n cash flows obtenus respectivement en  $t_1, t_2, \dots, t_n$ , qui permettent de reconstituer et d'amortir une même mise initiale. L'expression opérationnelle du critère de décision en matière d'investissement est par conséquent (R. COBBAUT):

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Où :

$I_0$  est la dépense initiale d'investissement

$F_t$  est le flux de liquidité ou cash flow de la période  $t$  (perçu en fin d'année)

$r$  est le taux d'intérêt annuel moyen du marché

$T$  est l'horizon de l'opération

Le critère de décision est le suivant :

- Si  $VAN \geq 0$  alors on n'accepte le projet.
- Si  $VAN < 0$  alors le projet d'investissement est rejeté.

Une  $VAN = 0$  constitue le niveau minimal d'acceptabilité du projet puisque, dans ce cas, celui-ci satisfait bien aux deux conditions qui lui sont imposées, à savoir produire un cash flow suffisant pour reconstituer la mise initiale et pour la rémunérer au taux de l'économie (car nous raisonnons dans un univers parfait).

### B) La comparaison de projets de durées différentes

Il n'est pas rare que l'entreprise se trouve confrontée à la comparaison de deux ou plusieurs variantes techniques de la réalisation d'un même objectif économique. Le plus souvent, ces variantes présentent entre elles des disparités d'échelle et/ou de durée de vie. Si l'on calcule les VAN classiques, le résultat conduit à un choix qui peut s'avérer non optimal, fonction uniquement de la période de retour sur investissement (R. COBBAUT). Il faut pouvoir comparer les projets sur un même horizon, infini, au lieu de prendre en compte les périodes de retour sur investissement  $n$  de chacun des projets. Il est possible, dans ces cas là, de calculer une VAN d'une série indéfinie de renouvellement à l'identique. Il suffit de déterminer la VAN du projet,  $VAN(n)$ , payée au début de la première période et ensuite indéfiniment, à la fin de chaque  $n^{\text{ième}}$  période. On peut démontrer que (R. COBBAUT) :

$$\begin{aligned}VAN(n, \infty) &= VAN(n) + \frac{VAN(n)}{(1+K)^n} + \frac{VAN(n)}{(1+K)^{2n}} + \dots \\ &= VAN(n) + \frac{(1+K)^n}{(1+K)^n - 1}\end{aligned}$$

Où  $K$  est le coût moyen pondéré du capital.

En appliquant cette formule, la comparaison est effectuée sur une même durée de temps, une durée infinie. Certains projets, moins intéressants si l'on regarde la VAN classique, peuvent apparaître plus intéressants dans une vision de long terme pour une entreprise ambitieuse.

### C) La comparaison de projets d'échelle différente

La comparaison de projet d'échelle différente (montants initiaux investis différents) ne pose de problème que s'il existe une contrainte de budget (R. COBBAUT). En effet, si deux projets mutuellement exclusifs de même durée sont d'échelle différente, on adoptera celui qui propose la VAN la plus élevée, qu'elle que soit la disparité des montants investis, sans craindre, en principe, que l'entreprise puisse se trouver à un moment ou à un autre dans une situation de « rationnement de capital ». L'hypothèse implicite à cette recommandation est l'efficience du marché.

Si l'entreprise possède une contrainte stricte de budget, il convient qu'elle adopte une procédure lui permettant de déterminer le meilleur programme d'investissement compatible avec cette contrainte. Il lui suffit pour cela de déterminer dans sa liste de projets celle des combinaisons compatibles avec sa contrainte qui présente la somme des VAN la plus élevée. Si cette liste comporte de nombreux projets, il est intéressant de disposer d'un critère permettant de déterminer l'ordre de préférence des projets étudiés. Ce critère est l'indice de valeur actuelle (IVA) qui consiste à établir, pour chaque projet, le rapport entre la valeur actuelle des recettes et la valeur actuelle des dépenses de ce projet.

## II) Le taux interne de rentabilité (TIR)

Le TIR est le taux qui annule la VAN. On le note généralement  $\rho$ .

$$\rho \text{ est tel que : } \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+\rho)^T} - I_0 = 0$$

Le critère de décision est le suivant :

- Si  $\rho \geq r$  alors le projet est accepté (avec  $r$  le taux d'intérêt annuel moyen du marché).
- Si  $\rho < r$  alors le projet est rejeté.

L'expression du TIR est plus parlante que le montant de la VAN. En effet, il nous donne une indication sur le niveau de rentabilité que le projet doit avoir pour que celui-ci soit intéressant.

### III) La théorie des options réelles : un outil efficace pour penser les investissements en situation d'incertitude

La théorie des options réelles permet l'application des modèles d'évaluation d'options à l'analyse des choix d'investissement et des décisions stratégiques en incertitude. L'idée principale et fondatrice de cette théorie est que la flexibilité de la production, de la technologie, de la gestion, a une valeur. Ces options stratégiques sont appelées des options réelles et elles peuvent être évaluées à l'aide d'un outil méthodologique : les modèles d'options. Ces modèles prennent en compte le degré d'irréversibilité des décisions séquentielles et sont ainsi authentiquement dynamiques (M. JAEGER).

#### A) Définition et nature des options réelles

La recherche initiale de l'intérêt de la notion d'option dans les choix d'investissements irréversibles, en situation d'incertitude, doit être attribuée aux spécialistes de l'économie des ressources naturelles et de l'environnement.

Le calcul économique qui sous-tend la décision d'investissement doit tenir compte de la perte d'options qu'elle provoque, et non pas de la seule rentabilité du projet qui est réalisé. D'après C. HENRY, la procédure traditionnelle de choix d'investissements tend à favoriser la prise d'une décision à conséquences irréversibles plus souvent qu'elle ne le devrait.

C'est MYERS qui, dans le cadre du développement de l'OPM (Option Pricing Model), a défini la notion d'options réelles, par référence aux options financières. Cependant, ce terme d'options réelles s'oppose à celui des options financières négociables car il recouvre des

droits beaucoup plus dématérialisés et difficiles à identifier que ceux qui découlent de la détention d'une option négociable, mais liés à la valeur d'actifs réels, celle d'une entreprise ou d'un investissement. La valeur d'une firme reflète l'attente d'un flux continu d'investissements. Elle est supérieure à celle de ses actifs en exploitation si elle obtient des projets d'investissements dont le taux de rendement attendu est supérieur à son coût du capital. La valeur d'une firme est donc celle de ses actifs mais aussi celle de sa valeur actuelle des opportunités de croissance.

Les options réelles sont donc associées à des actifs réels. Elles donnent la possibilité à un gestionnaire de prendre des décisions permettant de stimuler les gains ou d'atténuer les pertes. Ce droit de prendre des décisions a une valeur qui dépend de l'incertitude. Les dirigeants, grâce à l'existence des options, peuvent par exemple décider de réaliser ou non un investissement en recherche, puis de réaliser ou non l'investissement d'exploitation résultant de cette recherche, en fonction de la situation du marché. Ils peuvent jouer sur le timing de l'investissement, sur le rythme de production ou sur la flexibilité d'un équipement. L'entreprise s'en trouve alors valorisée.

Deux types d'options réelles peuvent être distinguées (M. JAEGER) :

- les options de croissance qui tirent leur valeur de la possibilité de réaliser des investissements dans l'avenir, et de choisir le moment de le faire.

- les options de flexibilité qui tirent leur valeur de la possibilité pour les dirigeants de prendre des décisions relatives à l'exploitation, à la gestion de la firme.

La valeur de ces options réelles, comme celle des options financières, découle de l'incertitude sur l'avenir. C'est la possibilité pour les dirigeants de réagir à des événements imprévisibles qui est valorisée à travers ces options.

### 1) Les options de croissance

Elles correspondent à des opportunités de croissance détenues par la firme : achat d'un brevet, possession d'une marque, d'un terrain, d'une licence d'exploitation, d'un savoir faire

acquis à l'aide d'activités de recherche, etc... Quand une firme achète un brevet ou lorsqu'elle effectue des dépenses de recherche, elle achète l'option de développer une nouvelle technologie dans l'avenir. Elle se dote donc d'une certaine façon d'une option d'achat, analogue à celle utilisée dans le domaine financier. La valeur de cette option est donc la même que celle d'un call financier, à savoir sa valeur intrinsèque, et elle est égale à  $\text{Max} [V-PE,0]$ , avec  $V$  la valeur de l'actif sous-jacent à l'échéance et  $PE$  le prix d'exercice.

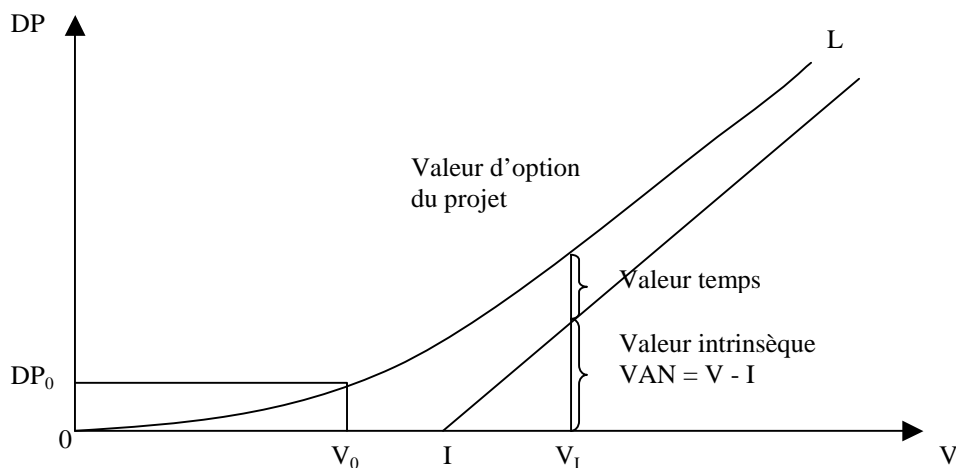
Avant l'échange, même si la valeur intrinsèque de l'option  $V-PE$  est négative, sa valeur de marché reste positive car il se peut que le prix de l'actif sous-jacent dépasse le prix d'exercice d'ici l'échéance. La probabilité que cela se produise dépend positivement de la durée jusqu'à la date d'exercice et de la volatilité du sous-jacent. Cette probabilité donne naissance à la valeur temps (ou spéculative) qui, avec la valeur intrinsèque, constitue la valeur de marché toujours positive. Toutes ces notions concernant les options (financières et réelles) seront largement développées dans la deuxième partie.

En conséquence, la valeur ou la prime d'une option dépend de la volatilité de l'actif sous-jacent, qui traduit le degré d'incertitude sur la valeur de cet actif.

Détenir des droits sur un projet d'investissement revient à détenir une option d'achat sur le projet, dont la valeur actuelle varie de façon aléatoire (M. JAEGER).

Supposons en effet que l'on ait le choix entre investir immédiatement ou y renoncer. L'investissement ne sera réalisé que si la Valeur Actuelle Nette (VAN) est positive, c'est-à-dire si  $V-I \geq 0$ , avec  $V$  qui est la valeur actuelle des revenus du projet et  $I$  le coût de l'investissement. Ce projet est donc assimilable à une option d'achat arrivée à échéance (Voir le graphique 1 ci-dessous). Exercer l'option rapporterait  $V-I$ . Si la VAN du décideur est négative, cela reviendrait à ne pas exercer l'option. Le décideur l'abandonne et son gain est nul et non pas négatif. Cette décision, vue à l'aide de la théorie des options, est conforme aux critères traditionnels des choix d'investissement : investir si la VAN est positive.





Graphique 1

(Source : M. JAEGER)

Supposons maintenant que le projet puisse être réalisé plus tard. Selon les circonstances futures dans lesquelles se trouve le marché, la valeur actuelle  $V$  du projet va prendre différentes valeurs. Elle varie de façon aléatoire selon un processus que l'on suppose connu et dont la volatilité est  $\sigma$ , connue également.

Une modélisation de ce processus à la façon de BLACK et SHOLES nous donne :

$$dV = \mu V dt + \sigma V dz$$

Avec :

$\mu$  qui est la tendance du processus

$dz$  qui suit un processus de WIENER (ou mouvement brownien)

Rappelons la définition d'un processus de WIENER.

$dz$  est un processus de WIENER ( ou un mouvement brownien) si, pour tout état économique  $w \in \Omega$ , pour tout  $t \in [0,T]$ , il vérifie les quatre propriétés suivantes :

-  $dz(0,w) = 0$  : l'état initial est supposé connu et fixé au moment où débute l'étude.

-  $dz(t, w)$  est de distribution normale sur l'intervalle de temps  $[0, T]$  : ceci est une conséquence de la théorie des erreurs et du théorème central limite.

-  $E [dz(t, w)] = 0$ , pour tout  $t \in [0, T]$  : l'erreur par rapport au modèle déterministe est en moyenne nulle. Les fluctuations sont donc aléatoires mais ne peuvent modifier la tendance.

- le processus  $dz(t, w)$  est un processus à accroissements indépendants et stationnaires. Les fluctuations passées n'influencent pas les éventuelles fluctuations futures et ces fluctuations peuvent apparaître à tout moment.

Enfin, pour conclure la définition d'un processus de WIENER (ou un mouvement brownien), il faut ajouter que la variance de ce type de processus croît proportionnellement par rapport au temps.

Si compte tenu de l'état actuel du marché ou du prix actuel du produit, la VAN du projet est nulle, le droit de pouvoir le réaliser plus tard peut avoir une valeur positive puisque, dans l'avenir, le marché peut devenir favorable.

Le projet peut avoir une valeur égale à  $V_0 < I$  (voir le graphique 1 ci-dessus) et donc sa VAN  $V_0 - I$  est négative. Mais, la possibilité de pouvoir effectuer l'investissement plus tard donne une valeur. C'est une valeur d'option correspondant à la valeur des droits (détention du brevet par exemple) sur le projet. Cette valeur est  $DP_0$ . elle se décompose en une valeur intrinsèque, nulle ici car pour  $V_0$ , l'option est « out of the money », et une valeur temps (ou spéculative) qui est une fonction positive de la volatilité  $\sigma$  de l'actif sous-jacent.

L'actif sous-jacent est un actif réel mais potentiel. En effet, si l'option est exercée par la réalisation de l'investissement, elle est détruite. L'actif sous-jacent n'existe pas tant que l'investissement n'est pas réalisé. Sa valeur est égale à la valeur actuelle de l'investissement si celui-ci était mis en œuvre.

La valeur d'option d'un projet d'investissement est liée simultanément à l'irréversibilité de ce projet et à la possibilité d'attendre avant de le réaliser. Elle est corrélée

positivement avec l'incertitude puisque l'élément essentiel qui détermine la valeur d'une option est la volatilité du sous-jacent.

Cette approche est celle de PINDYCK qui décrit, en 1991, d'une façon très précise l'option d'attendre pour investir : l'actif sous-jacent est la valeur actuelle du projet, incertaine. Mais, c'est TITMAN qui, en 1985, grâce à son étude sur les acquisitions de terrains, utilise le modèle d'option pour expliquer la valorisation des terrains urbains en jachère. Il constate que de nombreux terrains restent longtemps inoccupés, et l'explique par le fait que leur valeur inclut une option d'attendre pour investir lorsqu'il y a une incertitude sur le prix des immeubles. Un terrain n'a en effet pas d'autre valeur que celle du projet de construction qu'il permettrait. Il peut donc s'interpréter comme un option d'achat d'un projet de construction d'immeuble. Le sous-jacent est la valeur de l'immeuble, et le prix d'exercice son coût de construction. L'incertitude sur le prix futur est alors un élément important du prix du terrain.

La détention d'un projet d'investissement peut s'interpréter comme la détention d'une option d'achat. On peut donc considérer que l'acquisition d'une opportunité d'investissement (brevet, licence d'exploitation, terrain) est assimilable à l'acquisition d'une option d'achat. La valeur d'un terrain ou d'un brevet n'est rien d'autre que la valeur des projets d'investissements qu'ils permettront éventuellement de réaliser dans l'avenir.

De même, on peut admettre que la réalisation d'un investissement en recherche revient aussi à acquérir une option d'achat sur un investissement futur, concrétisation du résultat d'une activité de recherche. Chaque projet d'investissement en recherche ou en technologie contient des possibilités de générer de nouvelles opportunités d'investissements dans l'avenir et donc inclut des options de réinvestir plus tard.

« Les investissements stratégiques s'analysent finalement comme des options qui incluent toutes les options contenues dans les choix successifs de réaliser ou non les diverses phases d'investissements » (M. JAEGER). Ce point de vue a été retenu par MADJ et PINDYCK en 1987. Ils pensent que le projet est improductif tant que toutes les étapes ne sont pas réalisées. A chaque étape, le décideur a la possibilité de réaliser l'investissement marginal, d'arrêter tout, ou d'attendre. Chaque unité d'investissement achète une option sur l'unité suivante. Le modèle convient pour analyser des programmes complexes d'investissements avec une étape de recherche et développement, une étape de tests et une étape de réalisation.

En 1988, PADDOCK et, SIEGEL et SMITH ont la même approche. Ils étudient les projets d'investissement des compagnies pétrolières. Ces projets se déroulent en trois étapes : l'exploration, le développement puis l'extraction, qui font naître autant d'options.

## 2) Les options de flexibilité

« Elles découlent de la capacité de réaction des dirigeants à des événements aléatoires par des décisions de gestion active, qui permettent de limiter les pertes en cas d'événements défavorables ou au contraire de profiter des événements favorables » (M. JAEGER).

Les dirigeants d'une entreprise peuvent avoir la possibilité d'utiliser ou non toute leur capacité de production (option de production), d'abandonner une production (option d'abandon), de se lancer dans une production nouvelle et de pénétrer un nouveau marché (option d'ouverture), d'affecter l'équipement installé à telle ou telle production (option de flexibilité) etc...

Une fois un investissement réalisé, la valeur d'une entreprise sera plus importante si l'équipement peut être revendu, ou affecté à une autre utilisation en cas d'évolution défavorable du marché, que si cette possibilité n'existe pas. Toute option attachée à un équipement existant, et qui donne de la souplesse à son exploitation (possibilité d'arrêter la production dès que l'on se rend compte qu'elle n'est pas rentable et de reconvertir l'équipement à une autre production plus rentable), permet d'augmenter la valeur de l'entreprise.

Ces options stratégiques découlent de l'existence d'un contrôle de gestion. DIXIT, en 1989, étudie les stratégies d'entrées ou de sorties de firmes dans un marché. Les décisions d'investissement (entrée) ou de désinvestissement (sortie du marché) d'une entreprise sur un marché, en fonction de l'évolution aléatoire du prix de l'output, peuvent être analysées à l'aide des options stratégiques. L'actif acquis par une firme en exerçant son option d'investir pour entrer sur un marché inclut une option d'abandonner l'investissement et de revenir à la situation initiale. Dans ce modèle, il n'y a pas d'irréversibilité totale de la décision d'investir, ce qui donne plus de flexibilité à la gestion. Mais, il y a tout de même une irréversibilité partielle car le passage d'une situation d'activité à une situation d'inactivité, et inversement, a un coût.

Il apparaît donc assez difficile de distinguer les options de croissance des options de flexibilité, car la flexibilité naît aussi des possibilités diverses ouvertes par les investissements de croissance. PINDYCK, en 1988, se pose le problème du choix d'une capacité de production optimale de la firme. La valeur  $W$  de la firme résulte selon lui de l'accumulation des options de croissance et de flexibilité.

$$W = \Delta V(0) + \Delta V(1) + \dots + \Delta V(n-1) + \Delta F(n) + \Delta F(n+1) + \dots$$

Avec :

- $\Delta V(j)$  la valeur de l'option d'utiliser l'unité de production  $j$  résultant d'un investissement passé.
- $\Delta F(n)$  la valeur de l'option d'acheter une unité de plus à tout moment dans le futur (option de croissance). Si la firme exerce l'option, elle paie  $k$  et reçoit un actif supplémentaire de valeur  $\Delta V(n)$ . En même temps, elle abandonne  $\Delta F(n)$  car elle tue son option d'investir en l'exerçant.

La détermination de la capacité optimale, qui doit permettre de faire face à l'incertitude de la demande, suppose deux étapes : déterminer la valeur d'une unité nouvelle de capacité puis évaluer l'option d'investir dans cette unité.

Pour déterminer la valeur de l'unité marginale de capacité, on tient compte du fait que, si la demande chute, la firme peut décider de ne pas exploiter cette unité. Chaque unité installée donne donc à la firme un nombre infini d'options de production, avec comme prix d'exercice le coût de production. Les options de flexibilité valent d'autant plus que la demande est plus volatile. La firme devrait donc détenir des capacités plus fortes lorsque la demande est plus incertaine, mais c'est l'inverse qui se produit. En effet, il faut tenir compte des options de croissance qu'elle détient. La décision d'investir (acquérir une option de production) supprime du même coup l'option d'investir plus tard dans des conditions plus favorables, ou de ne pas investir du tout si les conditions sont mauvaises.

Le choix de la firme est optimal quand la valeur d'une unité marginale de capacité (option de flexibilité) est juste égale au coût de cette unité (option de croissance supprimée), c'est-à-dire lorsque  $\Delta V(n) = k + \Delta F(n)$ .

Si l'on se donne une fonction de demande et une fonction de coût de la firme, le modèle permet de calculer la valeur critique du prix de l'output au dessus duquel il est optimal d'accroître la capacité.

Pour conclure cette définition des options réelles, nous pouvons résumer leurs caractéristiques (M. JAEGER). Pour qu'il existe des options réelles, il faut :

- que l'investissement projeté soit irréversible, ou du moins qu'une partie de son coût soit irrécupérable une fois réalisé.

- que la valeur du projet inclut une valeur temps ou spéculative, c'est-à-dire que le projet tire une partie de sa valeur du fait qu'il est possible d'attendre avant de le réaliser. Ceci suppose l'existence d'un pouvoir de marché ou d'autres imperfections pour que les options réelles soient applicables de la meilleure des façons. Il n'y a pas d'opportunité d'investissement à VAN positive si les marchés de produits et de facteurs sont parfaitement concurrentiels et en équilibre de long terme. La valeur des options réelles reflète l'existence de rentes ou de quasi-rentes, la possession de brevets, d'un terrain, etc...

Mais, les options réelles peuvent aussi être spécifiques à la firme et n'avoir aucune valeur pour une autre entreprise. En effet, elles peuvent traduire une expérience, un savoir-faire spécifique, une réputation ou expliquer l'existence d'un pouvoir de marché d'une firme qui peut réaliser des investissements que d'autres ne sont pas capables d'effectuer, à cause d'une accumulation de capacités trop faible au cours du temps.

Si ce pouvoir de marché n'existe pas, il n'y a pas d'option. Une entreprise devra entreprendre tout projet possédant une VAN positive car si elle ne le fait pas, un concurrent le fera. Elle n'a pas alors l'opportunité d'attendre.

Enfin, cette approche des choix d'investissement par les options réelles est authentiquement dynamique. L'incertitude ne peut naître que dans la durée. Elle est formalisée par l'hypothèse du processus aléatoire que suit l'actif sous-jacent.

## B) Conséquences et enjeux de l'utilisation du concept des options réelles sur les choix et les niveaux de l'investissement

L'utilisation du concept d'option conduit à remettre en cause le critère de la VAN dans les choix d'investissements, et à mettre en évidence l'importance du timing, de la synchronisation des investissements. Le rôle de l'incertitude dans la valorisation des options stratégiques et dans les décisions de reporter l'investissement est mise en avant.

### 1) Remise en cause du critère de la VAN

Nous avons vu que certains investissements incluaient des options de réaliser dans l'avenir de nouveaux projets : la décision de réaliser ces investissements initiaux revient donc à acquérir des options d'achat de projets futurs, et le calcul d'investissement doit valoriser ces options.

#### a) La valorisation d'un projet et la décision de l'acquérir

La décision porte sur un achat qui donne l'option de réaliser plus tard un projet d'investissement. Il faut alors tenir compte dans ce calcul d'investissement non de la VAN du seul investissement initial mais aussi de toutes les options qui y sont liées, des opportunités de croissance attachées à l'acquisition de ce projet d'investissement, et qui peuvent constituer l'essentiel de sa valeur (l'achat d'un terrain donne une option d'achat pour la construction d'un immeuble ; la valeur du terrain comprend la valeur de l'immeuble que l'on pourra y construire dessus).

Si ce calcul n'était pas fait au moins implicitement, jamais un investissement en recherche ne serait réalisé car, considéré indépendamment des options de croissance qui l'accompagnent, sa VAN serait toujours négative.

L'ensemble du calcul qu'il est rationnel d'effectuer, quand on envisage un investissement stratégique qui ouvre des opportunités d'investissements futurs, est bien présenté dans l'exemple de BREALEY et MYERS de 1991 (M. JEAGER). Il s'agit de deux projets qui peuvent être réalisés mais, l'investissement dans le second projet nécessite la mise

en route du premier. La VAN du premier projet, calculée à partir des prévisions des flux de revenus qu'il est susceptible de rapporter au cours de sa vie, serait négative. L'utilisation d'un modèle d'évaluation par les options permet cependant de l'évaluer de manière plus correcte en tenant compte des options de croissance qui lui sont attachées, c'est-à-dire la possible réalisation du second projet, dont la VAN est également négative. En revanche, la valeur d'option du second projet, elle, est positive compte tenu de la forte incertitude qui caractérise la valeur future de cet investissement (qui dépend de l'état du marché c'est-à-dire du niveau de la demande, de la situation des concurrents) : on peut l'évaluer comme une option d'achat ayant comme échéance la date future de sa réalisation. Sa valeur positive s'explique donc par la grande incertitude qui le caractérise, et qui laisse la possibilité qu'il redevienne très rentable si l'évolution du marché est favorable.

Un calcul correct de choix d'investissement suppose de prendre en compte cette valeur d'option dans l'évaluation du premier investissement. Le résultat obtenu est que, malgré sa VAN négative, le premier projet, en tenant compte de la valeur de l'option d'achat du second projet, devient rentable et il est justifié de le réaliser.

Dans l'évaluation d'un investissement, il faut aussi tenir compte des options de flexibilité qui y sont attachées.

La possibilité d'arrêter provisoirement ou de remettre en route une exploitation, ou de l'abandonner définitivement, contribue à limiter les pertes éventuelles, et doit être prise en compte dans le calcul de l'investissement : c'est une option qui s'ajoute à sa VAN. De même, la flexibilité d'un équipement ou d'une technologie est une option qui doit être intégrée dans le calcul de choix d'investissements.

Ceci remet en cause le critère traditionnel de la VAN qui suppose la passivité du gestionnaire.

BRENNAN et SCHWARTZ, en 1985, tiennent compte des options de contrôle de gestion (exploitation des capacités de production, suspension, fermeture ou réouverture de l'exploitation) pour évaluer un projet d'investissement. Ils montrent que la valeur de l'option d'attendre avant investir est fonction du degré d'irréversibilité de la décision (M. JAEGER).

TRIGEORGIS, en 1993, analyse des projets d'investissements complexes assortis de multiples options réelles (de report, d'abandon, de réduction ou d'expansion, de reconversion). Il arrive à la conclusion qu'il n'est pas toujours possible d'additionner la valeur



de ces différentes options calculée isolément. En général, la valeur additionnelle d'une option est moindre lorsqu'elle est combinée à d'autres options, et elle est décroissante avec le nombre d'options.

#### b) La décision portant sur la réalisation et le timing du projet

Une entreprise qui détient des projets d'investissements futurs, interprétés comme des options d'achat, doit prendre des décisions stratégiques sur le timing de l'investissement, et choisir le moment optimal pour le réaliser, ce qui revient à décider d'exercer ces options d'achat.

En situation d'incertitude, attendre a pour conséquence de renoncer à la perception de flux monétaires ou de les reporter dans le temps, ce qui dévalorise l'investissement, mais peut également permettre de renoncer plus tard à investir si la situation évolue mal, ou d'investir dans de meilleures conditions si le marché est favorable.

Le critère de la VAN, comme nous l'avons vu précédemment, étant remis en cause par les modèles d'options, il faut alors trouver de nouveaux critères d'évaluation des investissements.

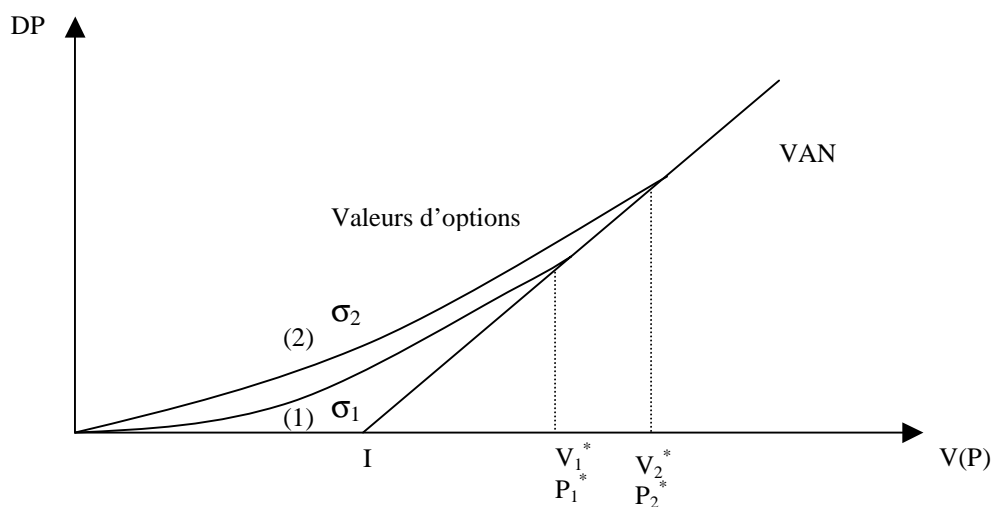
PINDYCK, en 1991, propose un exemple très simple pour montrer que le critère VAN, qui conduit à réaliser l'investissement dès qu'elle est positive, ne convient pas en cas d'incertitude (M. JAEGER). Il conclut que la valeur présente d'un projet peut être supérieure si l'on décide d'attendre avant de le réaliser. La différence entre la valeur du projet s'il est réalisé de suite et sa valeur en cas d'attente est l'option d'attendre avant d'investir. Elle est détruite ou perdue si l'investissement est réalisé immédiatement.

Le gain d'un investissement vu comme une option se réalise à travers l'augmentation de la valeur du projet au cours du temps. Mais, l'investissement une fois réalisé rapporterait en plus des revenus monétaires. Ne pas investir revient à différer les revenus, ce qui réduit la VAN. Il y a donc intérêt à réaliser l'investissement avant l'échéance, si celle-ci existe. En d'autres termes, il arrive toujours un moment où il devient intéressant d'exercer l'option d'investir.

L'investissement ne doit être réalisé que si sa valeur actuelle compense son coût mais aussi l'option à laquelle on renonce en investissant, c'est-à-dire le coût d'opportunité

d'investir maintenant plutôt que d'attendre. Il ne suffit donc pas que le taux de rendement attendu de l'investissement soit supérieur au coût du capital pour investir.

La valeur de l'opportunité d'investissement augmente avec l'incertitude. Donc, une firme qui détient des opportunités de croissance s'enrichit avec l'incertitude. Mais, dans un même temps, la valeur critique du projet à partir de laquelle il est intéressant d'investir est d'autant plus forte que  $\sigma$  (la volatilité donc l'incertitude) est fort. Nous voyons très bien ce phénomène sur le graphique 2 ci-dessous.



Graphique 2

(Source : M. JAEGER)

Les projets 1 et 2, de valeurs respectives  $V_1$  et  $V_2$  et de volatilité  $\sigma_1$  et  $\sigma_2$ , tel que  $\sigma_1 > \sigma_2$ , seront réalisés si  $V_i > V_i^*$ ,  $i = 1,2$ , avec  $V_i^*$  qui est la valeur critique calculée à l'échéance de l'option d'investir dans le projet  $i$ , c'est-à-dire là où la valeur temps devient nulle.

Nous voyons que la valeur de l'option augmente avec l'incertitude (la volatilité), de même que la valeur critique au delà de laquelle l'investissement doit être réalisé (elle est plus faible pour le projet 1 que pour le projet 2).

Le critère d'investissement devient donc plus exigeant si l'incertitude augmente et le montant de l'investissement courant diminue, puisqu'il devient plus intéressant d'attendre plus longtemps avant d'investir. Ainsi, sur les marchés où la demande est volatile et imprévisible, les firmes détiennent une capacité de production moins forte qu'en cas de

certitude. L'essentiel de leur valeur provient des opportunités de croissance future. Si l'on ignore ces coûts d'opportunités de l'investissement, il y a surinvestissement.

Il serait dès lors intéressant de tester si en pratique, des firmes, qui réalisent des investissements caractérisés par un fort degré d'irréversibilité, en incertitude, se conforment au critère VAN, ou tiennent compte de la valeur d'option de l'investissement. Les travaux de TITMAN (1985), de QUIGG (1992) et de HARCHAOUI et LASSERRE (1992) paraissent confirmer que les investisseurs tiennent compte de la valeur d'option des projets (M. JAEGER).

En réalisant le projet aujourd'hui, on perd l'opportunité de le réaliser plus tard dans des conditions plus favorables, si par exemple les taux d'intérêts ont diminué. Le projet est donc en concurrence avec lui-même reporté dans le temps, ce dont ne tient pas compte le critère de la VAN.

INGERSOLL et ROSS, en 1992, propose un processus aléatoire d'évolution du taux d'intérêt  $r$  :

$$dr = \sigma \sqrt{r} dw \quad \text{où } \sigma \text{ est la volatilité du taux d'intérêt.}$$

Cette modélisation est intéressante car elle isole les effets de l'incertitude, sans les mélanger à des effets liés aux anticipations qui rendraient avantageux un report de l'investissement pour profiter d'une baisse des taux anticipée.

Le problème d'une politique d'investissement optimale consiste alors à trouver le taux  $r^* < r^0$  qui déclenche la décision d'investir, où  $r^0$  est le Taux Interne de Rendement (TIR) du projet. La politique optimale est donc : investir (exercer l'option) si  $r^* > r$ , attendre si  $r^* < r$ . Ce taux  $r^*$  d'acceptation du projet correspond au point où sa valeur temps devient nulle, c'est-à-dire que l'opportunité d'attendre devient sans valeur. On ne perd rien à investir immédiatement.

La valeur du projet dépend positivement de l'incertitude, ici de la volatilité du taux d'intérêt. Si la volatilité augmente, la valeur de l'option augmente. Il est alors plus profitable d'attendre avant d'investir et le taux qui déclenche l'investissement diminue. Le critère d'investissement devient plus exigeant, plus difficile à réaliser. Par conséquent, l'investissement va diminuer.

L'utilisation de l'OPM (Option Pricing Model) dans les choix d'investissements de préférence au critère de la VAN a donc deux effets contraires. Elle peut stimuler

l'investissement car l'OPM conduit à prendre en compte toutes les options de croissance ou de gestion attachées au projet. Elle peut, à l'inverse, le réduire car le critère d'investissement reposant sur l'OPM tient compte du coût d'opportunité de l'exercice d'une option d'investir, et augmente le taux de rendement requis au-delà du coût du capital.

## 2) L'analyse des effets de l'incertitude sur les choix stratégiques des firmes et sur le niveau d'investissement

Les firmes semblent donc avoir tendance à retarder la décision d'investissement en incertitude lorsqu'il existe un certain degré d'irréversibilité de la décision, et que leur situation les abrite suffisamment de la concurrence.

Le modèle d'options peut être étendu pour analyser des stratégies diverses. Ainsi, en 1989, RAVID et ZUSCOVITCH l'utilisent pour comprendre la différence de comportement entre les firmes qui innovent et celles qui les imitent.

Les premières investissent dans la recherche et prennent une option sur les progrès technologiques futurs, découlant de la recherche. Elles ne tiennent pas compte de l'économie immédiate que l'innovation leur permet de réaliser, dans le cadre de leur organisation actuelle, mais du bouleversement des produits et des procédés qu'elle peut provoquer par la suite.

Les secondes se contentent de détenir une option d'acquérir éventuellement plus tard les nouvelles technologies, une fois qu'elles auront été mises au point (M. JAEGER).

Le modèle d'options permet de démontrer que l'incitation à innover est stimulée par l'incertitude.

De même, en 1989, DIXIT analyse à l'aide de ce modèle les stratégies d'entrée et de sortie d'une firme sur un marché en fonction du prix aléatoire de l'output. Le passage d'une situation à l'autre est coûteux car une firme qui « abandonne un marché voit son réseau se désintégrer rapidement, et doit le reconstruire si elle inverse sa décision ultérieurement » (M. JAEGER). Il construit un modèle prenant en compte la difficulté de réversibilité (d'inertie) d'une décision en incertitude. Il suppose un projet d'investissement d'entrée sur un marché dont les coûts fixes sont  $k$  et les coûts variables  $w$ . Le revenu du projet est le prix de l'output  $P$ . Le taux d'intérêt est  $r$ . Il existe deux seuils guidant la réalisation de l'investissement :  $P_h$  et  $P_l$  avec  $P_h > P_l$ .  $P_h$  est égal à  $k + rw$  et  $P_l$  à  $w$ .

Si  $P$  est constant (non aléatoire), l'investissement est réalisé lorsque  $P > P_h$  et abandonné lorsque  $P < P_l$ .

Si la firme est placée en situation d'incertitude,  $P$  suit alors un processus aléatoire, l'investissement inclut une valeur d'option, qui peut être très importante, et la fourchette entre les seuils d'investissement et de désinvestissement s'accroît. L'écart entre les deux prix (d'entrée et de sortie du marché) est une fonction croissante du coût d'entrée mais dépend aussi très fortement de l'incertitude.

Ce modèle montre que des entreprises peuvent avoir un comportement parfaitement rationnel lorsqu'elles restent sur un marché en fonctionnant à perte. En effet, une entreprise, vu les coûts de réversibilité d'une décision entraînant la sortie d'un marché, a intérêt à rester sur le marché tant que les prix qui y sont pratiqués lui permettent de couvrir ses coûts variables. C'est ce que les compagnies pétrolières ont appliqué (notamment pour les gisements de la mer du Nord) lorsque les prix du pétrole étaient bas. Elles ont continué à produire même si le prix pratiqué ne leur permettait de couvrir que leurs coûts variables car arrêter de produire et se retirer du marché aurait eu des conséquences financières bien plus importantes que la non couverture des coûts fixes.

De plus, le modèle fait apparaître qu'une fois que les entreprises sont sorties du marché ou ont licencié, il peut être très difficile de les décider à investir ou à embaucher à nouveau, même longtemps après une récession (M. JAEGER).

Les entrepreneurs qui refusent d'investir pendant une récession ne sont pas seulement désireux de s'ajuster sur un niveau de demande plus faible, et donc sur un niveau de capacité plus faible. Ils adoptent aussi un comportement prudent d'attente d'information sur le devenir à long terme de l'économie. Ce comportement est un comportement rationnel de réaction face à une incertitude, rationalité que les modèles d'options font apparaître.

BERNANKE, en 1983, étudie les effets de l'incertitude sur l'investissement à l'aide des modèles d'options. Pour montrer qu'il y a intérêt à reporter l'investissement, il est obligé de faire une hypothèse sur la manière dont l'information se diffuse. L'information nouvelle arrive de façon continue, et s'accumule au cours du temps ce qui diminue l'incertitude sur les projets d'investissements et accroît les chances de l'entrepreneur de faire un meilleur choix s'il reporte sa décision d'investir. La dynamique de l'investissement est très sensible au taux de production de l'information.

Cette hypothèse sur l'information n'est plus nécessaire dans les travaux ultérieurs. Ce sont seulement les variations dans le degré de l'incertitude et l'effet d'inertie formalisé grâce

aux modèles d'options (présenté dans le modèle de DIXIT), qui permettent d'expliquer les fluctuations du niveau de l'investissement.

Ainsi, nous avons vu que la conclusion de PINDYCK était paradoxale : l'incertitude accroît la valeur des opportunités de croissance de la firme, celle de ses projets d'investissements futurs, et donc la valeur de la firme elle-même, et diminue son incitation à investir puisque l'investissement réalisé est considéré comme l'exercice d'une option de croissance et fait perdre la valeur temps de l'option (M. JAEGER). Pour relancer l'activité, il faut donc limiter cette incertitude pour augmenter l'attrait d'un investissement non-retardé.

Toutefois, cet effet négatif de l'incertitude sur l'investissement ne vaut que pour l'exercice d'options de croissance, pour autant qu'elles concernent des projets à forte dose d'irréversibilité. En revanche, l'acquisition d'options de croissance, constituant la première étape d'un projet d'investissement complexe, est au contraire stimulée par un accroissement de l'incertitude. L'effet dépressif de l'incertitude sur le niveau global de l'investissement serait alors imputable à la nature et à la structure des investissements majoritairement réalisés dans l'économie, qui seraient caractérisés par un manque de flexibilité et peu porteurs d'options de croissance future ou d'options de gestion.

### C) Conclusion et limites de la théorie des options réelles

Les options réelles conduisent à remettre en cause les critères de choix traditionnels lorsqu'on prend en compte l'incertitude, l'irréversibilité de la décision, et lorsque la firme détient ou peut acquérir une rente de situation (pouvoir de marché) qui lui permet d'attendre avant d'investir. Elles sont un outil adapté pour analyser les choix stratégiques, en raison notamment du caractère dynamique qu'elles revêtent.

Cependant, leur utilisation en pratique rencontre certaines limites :

- les hypothèses nécessaires à l'application d'un modèle d'évaluation d'options financières négociables (marché complet, existence d'un actif dont la valeur est parfaitement corrélée avec celle de l'actif sous-jacent) sont difficiles à réaliser dans le cas des options réelles.

En effet, lorsqu'il s'agit d'options financières, l'actif sous-jacent est négociable, il a une valeur observable à tout moment.

Dans le cas d'options réelles, l'actif sous-jacent est souvent virtuel, et n'a pas de prix de marché observable (M. JAEGER). Il n'est pas facile non plus de trouver un actif parfaitement corrélé avec cet actif sous-jacent.

En 1985, BRENNAN et SCHWARTZ arrivent à contourner cette limite en s'appuyant sur l'existence de marchés à terme des ressources naturelles telles que le cuivre ou le pétrole. Mais, ce contournement ne marche pas pour tous les projets d'investissement.

- la plupart des modèles n'ont pas de solution analytique, et les simulations effectuées pour évaluer des projets d'investissements et déterminer des critères de choix reposent sur des méthodes numériques. Il est donc difficile de construire des modèles réalistes.

- ces modèles sont, pour les mêmes raisons que précédemment, difficiles à tester. Il est compliqué de passer de la formulation théorique du modèle à une spécification économétrique.

- les modèles d'évaluation par les options n'apparaissent pas encore en mesure de fournir un outil opérationnel d'évaluation de projets d'investissements complexes en situation d'incertitude, et plus généralement de contribuer concrètement à la résolution des différents problèmes de choix des investissements. Cette approche est très fructueuse d'un point de vue analytique, mais pas encore d'un point de vue pratique, en raison principalement de la difficulté à modéliser simultanément plusieurs processus stochastiques comme sources de la valeur aléatoire de l'investissement.

Le mérite des modèles d'options dans les problèmes de choix d'investissements est qu'ils permettent d'analyser et de prévoir, au moins approximativement, les effets de l'incertitude et de ses variations sur la valeur des projets et sur les décisions d'avancer ou de retarder les investissements projetés.

Il faut penser à la théorie des options à chaque fois que se posent des problèmes de choix en incertitude, lorsque la décision comporte au moins un certain degré d'irréversibilité, devenant ainsi un élément stratégique.

#### D) Un exemple d'application : la décision d'investissement dans le secteur électrique

La plupart des investissements qu'une entreprise doit effectuer sont entachés d'une forte incertitude sur leur rentabilité future, rentabilité qui va dépendre du projet choisi mais aussi de l'environnement dans lequel elle va opérer. Lors du choix de ces investissements, elle doit donc intégrer une incertitude. L'univers dans lequel elle opère n'est plus connu, il devient stochastique.

L'entreprise a le choix entre investir dans un projet de production (si la VAN est positive) ou retarder cet investissement. Elle ne connaît pas, au moment de prendre sa décision la demande qui s'exercera sur le marché. Le prix, lui aussi incertain (sauf si des contrats à long terme ont été signés) car il s'élabore en fonction de la demande, va dicter le comportement de l'entreprise. Si elle retarde cet investissement, elle prend le risque que celui-ci soit capté par un concurrent à son détriment.

Si le projet est retenu, la VAN ne se compose pas seulement des flux de trésorerie actualisés. Elle intègre également les conséquences de cet investissement dans le futur, ce qui crée un supplément espéré dans la valeur du projet.

Si le projet n'est pas retenu, alors un concurrent peut décider d'en profiter. Il le réalisera pour être plus compétitif et mener une politique offensive sur le marché. Cet investissement peut lui permettre de produire en quantité plus importante, de réduire ses coûts et donc de capter des parts de marché et des clients qui ne se seraient pas approvisionnés auprès de lui sinon.

Le choix qui est retenu par l'entreprise rationnelle est celui qui maximise sa valeur de marché courante, qui dépend de sa position déjà acquise et de la valeur du projet envisagé. Cette valeur de marché peut, à la suite de la réalisation ou de l'abandon du projet, être modifiée. Si l'investissement est réalisé de façon efficace, ou si sa réalisation n'était pas opportune compte tenu de l'évolution de l'environnement concurrentiel, cette valeur se verra augmenter de l'impact bénéfique de celui-ci. Dans le cas contraire, l'entreprise peut perdre de son efficacité au profit de ses concurrents.



Par la suite, nous supposerons que l'investissement n'est pas une variable stratégique. S'il n'est pas réalisé, le projet n'est pas capté par un concurrent. De plus, nous nous concentrerons sur l'investissement marginal et la valeur de l'entreprise sera ainsi réduite à la valeur du projet (M.L. GUILLERMINET).

Le choix que fait l'entreprise est donc celui qui maximise la valeur de marché courante  $V_t$  de l'entreprise, qui est aussi la valeur du projet. Cette valeur dépend d'une option de croissance (achat d'une unité de production) et d'une option de flexibilité (utilisation de cette unité). "L'entreprise électrique qui exerce une option d'achat, abandonne l'option de croissance mais acquiert en contre partie 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 réelle du projet" (M.L. GUILLERMINET). Si le projet est réalisé, l'entreprise sera dotée d'une unité supplémentaire de production. Elle recevra 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.

L'entreprise décide, dans un avenir incertain, de la réalisation de l'investissement en fonction du prix de revient courant  $p_t$ , qui est le flux courant de trésorerie. Cette variable n'est pas contrôlée par l'entreprise mais elle décrit l'état du secteur de la production d'électricité. La valeur de l'entreprise dépend alors de ce prix de revient, qui n'est pas connu avec certitude:

$$V_t = V(t, p_t)$$

Si le projet d'investissement est retenu, la valeur courante de l'entreprise est le flux de trésorerie courant  $p_t$  net des impôts et du service de la dette (M.L. GUILLERMINET) :

$$V(t, p_t) = p_t - \lambda (p_t - r B) - b - r B$$

Avec  $\lambda$  qui est le taux d'impôt sur les sociétés

$r$  est le taux d'intérêt du marché (donc de l'emprunt)

$B$  est le montant exogène de la dette

$b$  est l'annuité constante de la dette telle que  $B = \frac{1+r}{r} b$

D'où nous réécrivons la valeur courante de l'opportunité d'investissement :

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

La valeur de l'option d'achat dépend de la demande d'électricité aléatoire. Nous pouvons normaliser cette quantité d'électricité de sorte que la demande aléatoire soit fonction du prix de revient lui aussi aléatoire. Le prix de revient  $p_t$  est le sous-jacent de l'option. Une partie de son évolution peut être connue car elle est déterminée par la structure du marché. Elle représente les croyances de l'entreprise sur l'évolution du prix compte tenu de la réglementation, comme nous le voyons ci dessous (M.L. GUILLERMINET):

$$\begin{cases} dp_t = \mu(t, p_t)dt + \sigma(t, p_t)dz_t \\ p(t_0) = p(0) = p_0 \end{cases} \quad (1)$$

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 vu comme un taux de rendement du projet d'investissement.

$z_t$  est un mouvement brownien standard tel que  $z_t$  suit une loi normale centrée réduite.

$t_0$  est la date initiale.

$p_0$  est le prix de revient en  $t_0$ .

Nous voyons donc que dans cette situation, seul le prix  $p_t$  guide l'investissement et varie au cours du temps selon l'équation différentielle stochastique standard (1).

Dans le secteur électrique, le régulateur intervient dans le mécanisme de fixation du prix de revient  $p_t$ . L'investissement projeté par l'entreprise va donc dépendre des actions du régulateur. Les investissements se portent, dans cet environnement, beaucoup plus vers les moyens de production amortis assez rapidement et demandant un investissement moins élevé que vers les grosses centrales hautement capitalistiques et à forts rendements. L'entreprise endettée et soumise à l'impôt investit moins fréquemment lorsque le prix de revient et les profits sont incertains, situation observée après introduction d'un régulateur et de la

concurrence. Elle réalisera tout projet dont le profit espéré est positif. Si l'on veut que les entreprises continuent d'investir malgré l'environnement en mutation qui rend l'investissement de plus en plus risqué, il faut introduire ce risque dans le calcul économique par le biais de primes par exemple (M.L GUILLERMINET).

#### IV) Le rendement de l'investissement énergétique

Ce taux peut être calculé pour choisir entre plusieurs projets d'investissement, dans des capacités de production d'électricité, ceux qui sont susceptibles d'être compatibles avec les objectifs de l'entreprise. Il est calculé de la façon suivante :

$$\frac{\textit{électricité produite}}{\textit{énergie requise pour construire l'équipement et le faire fonctionner}}$$

Si le taux est égal à 1, cela veut dire que l'option choisie consomme autant d'énergie qu'elle n'en produit.

Pour aider à effectuer un premier tri parmi les options retenues, cinq caractéristiques doivent être au préalable observées :

- La puissance installée
- La production d'électricité réalisée
- La disponibilité de l'installation (pannes, entretien)
- La vitesse de démarrage
- Le maintien de la qualité de l'onde

Une sixième caractéristique peut être ajoutée, c'est celle de la capacité de l'équipement à rencontrer les fluctuations de la demande. Un équipement sera d'autant plus retenu qu'il pourra s'adapter aux fluctuations de la demande au moindre coût (comme l'hydraulique avec réservoir ou le diesel). En revanche, les installations qui sont très peu flexibles (nucléaire, cogénération) ou intermittentes (éolien, solaire), devront bénéficier d'aides pour leur développement.

#### §4) La gestion des surcapacités

##### D) Le problème des surcapacités

L'équilibre Offre = Demande sur le marché de l'électricité ne signifie pas que la production égale la consommation (J.P HANSEN). L'industrie électrique doit disposer de surcapacités pour faire face d'une part aux « pics » de demande, d'autre part aux lois physiques (KIRSHOFF) et, enfin, aux pertes en ligne qui, même si elles ont diminué, restent toujours présentes. Pour une satisfaction pleine de la demande, quelque soit l'instant, une surcapacité de production de 10 à 15% par rapport à la demande normale est nécessaire (G. REINAUD). A ce niveau, le risque de défaillance est très réduit, mais, ce risque augmente avec la diminution des surcapacités.

Le cas californien est intéressant de ce point de vue. L'état était en situation de surcapacités suffisantes pour desservir toute la demande. Un changement de régulation, une demande augmentant plus vite que prévu et une réticence à la construction de nouvelles centrales ont fait fondre le niveau de surcapacités à moins de 5% en 2000 (voire même à 1.5% pendant certaines périodes). Le résultat a été immédiat : le nombre de coupures de courant s'est accentué, la demande ne pouvant pas être couverte pendant les périodes de pointe, qui duraient de plus en plus longtemps (G. REINAUD).

Mais, dans un environnement concurrentiel, la gestion de ces capacités excédentaires pose un réel problème. En effet, elle comporte un risque de surcoût pour l'entreprise, qu'elle ne peut accepter, compte tenu de la place du prix comme variable stratégique dans un marché libéralisé. L'entreprise ne peut plus faire payer les clients pour ces investissements car ils risquent de se tourner vers d'autres fournisseurs. Certaines peuvent donc préférer un sous-équipement et prendre un risque plus important de défaillance plutôt que de risquer des investissements excessifs, qui de plus peuvent s'avérer inutiles si la demande (ou la part de marché de l'entreprise) n'évolue pas dans le sens des prévisions.

De plus, la destruction d'un capital productif excédentaire est plus délicate et coûteuse pour l'actionnaire car elle signifie dans un premier temps un fort recul économique de la rentabilité du capital (R. KHABER, C. PARISOT et J.L MOURIER).

L'existence de surcapacités a entraîné une diminution des prix à l'ouverture du marché. Mais, « les opérateurs procèdent à une rationalisation de l'outil de production,

suppriment les capacités les moins rentables. On risque à terme d'observer une nouvelle hausse du prix dès que la surcapacité aura disparu » (J.P HANSEN). Certaines firmes adoptent un comportement de restriction de capacité pour faire monter les prix sur le marché spot (reproche souvent fait au pool anglais) (E. AMIC). « Les transporteurs peuvent avoir intérêt à limiter l'extension du réseau afin de provoquer des congestions et tirer un bon prix lorsque les capacités disponibles sont mises aux enchères. L'entreprise publique concessionnaire de service public surinvestit par crainte de la défaillance, tandis que l'entreprise privée aurait plutôt tendance à sous-investir afin de garantir une rentabilité minimale du capital investi et de faire monter les prix du marché lorsqu'ils ne sont pas soumis à un price cap » (J. PERCEBOIS).

## II) L'utilisation des surcapacités et des marchés d'ajustement par le GRT

Comme nous l'avons vu, des surcapacités sont nécessaires pour assurer l'équilibre du réseau et la satisfaction de la demande d'électricité. Dans la majorité des situations, c'est le GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) qui a la charge de vérifier le bon fonctionnement du système et de l'approvisionnement. Il est confronté fréquemment à deux questions (E. AMIC):

"Comment atteindre un niveau acceptable de sécurité d'approvisionnement alors que la logique marchande est précisément d'éliminer les réserves non rentables?"

Comment promouvoir la fluidité des échanges sur les réseaux haute tension en préservant les incitations suffisantes pour les indispensables investissements d'infrastructures?"

Avec l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité, les opérateurs ont commencé à optimiser leurs parcs de centrales. Il faut donc les inciter à garder des surcapacités suffisantes pour alimenter le réseau. Cette alimentation doit être en permanence au dessus de la demande pour couvrir les pertes dues au transport et les variations imprévues de la consommation. Ces surcapacités ont un coût, supporté par l'opérateur. Il faut donc rémunérer ces réserves de puissance qui sont nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement. Celles-ci se présentent sous la forme de parcs de centrales, classés selon leur flexibilité et leurs coûts de production, que le GRT peut appeler en cas de déficit de capacité sur le réseau (E. AMIC).

Un responsable d'équilibre ne peut jamais garantir la sécurité d'approvisionnement avec certitude car la plupart des clients ne répondent pas à des signaux de prix horaires (les congestions sont possibles), et il ne peut pas refuser de livrer le niveau de puissance qu'un client demande, même s'il ne l'a pas acheté. Il doit donc avoir à disposition des centrales de secours et organiser un mécanisme d'ajustement pour éviter les congestions et les déficits de puissance (CRE).

Certaines unités de production sont équipées de régulations qui leur permettent de savoir s'il faut qu'elles produisent plus ou moins d'électricité. C'est ce que l'on appelle la "réserve tournante" (E. AMIC). Si elle ne suffit pas pour combler le déficit, il faut faire appel à des unités jusque là en sommeil, les "réserves fixes", qui ont une valeur opérationnelle en fonction de leur temps de réponse: ce sont elles qui conditionnent la fiabilité du réseau.

La question essentielle est de savoir comment faire pour rémunérer ces "réserves fixes et tournantes", servant à éviter les déficits ou les congestions, que les producteurs conservent et qui sont en général des surcapacités pour eux. Si elles ne sont pas suffisamment rémunérées, elles risquent de disparaître car elles sont peu rentables et le GRT devra "organiser la pénurie en délestant le réseau" (E. AMIC).

Deux types de solutions sont alors envisagés pour ces surcapacités et leur rémunération:

- les réserves obligatoires, que le GRT doit constituer mais le jeu de l'offre et la demande fixe librement le prix, dont les variations serviront à rémunérer les surcapacités.
- ce sont les fournisseurs d'électricité qui doivent respecter un niveau de réserves obligatoires en demandant une puissance supérieure à celle dont ils ont besoin (une sorte de puissance oisive) (E. AMIC).

Lorsque l'on est en présence d'un marché avec des "réserves obligatoires", des variations de prix interviennent, mais qui ne sont pas dues à l'exercice d'un pouvoir de marché. Elles sont intermittentes et se produisent lorsque les marges opérationnelles sont au plus bas. Cette volatilité naturelle reflète (E. AMIC):

- l'impossibilité de stocker l'électricité
- le coûts de fonctionnement des centrales marginales assurant la stabilité du réseau et des fournitures d'électricité pendant les heures de pointe. Ce sont souvent des centrales anciennes qui ont un coût de fonctionnement élevé
- la volatilité du prix du combustible
- l'inélasticité de la demande

Ces variations de prix doivent encourager la construction de nouvelles centrales mais aussi permettre de rémunérer les centrales conservées par les opérateurs pour éviter la défaillance du marché. Cette rémunération ne doit tout de même pas être trop élevée pour ne pas inciter certains producteurs à arrêter des centrales pour faire apparaître des déficits volontaires, ceci dans le but que l'on fasse appel aux centrales marginales et de faire monter les prix. En d'autres termes, il faut éviter de donner à l'opérateur la tentation d'exercer un pouvoir de marché, comme cela s'est passé en Californie (S. BORENSTEIN et J. BUSHNELL) ou dans le pool anglais (E. AMIC [2001], Ofgem [2000]).

A côté de ces "réserves obligatoires", le GRT doit prévoir un mécanisme d'ajustement pour les périodes congestionnées ou en déficit de puissance, pour lesquelles un contrôle sur la production n'a aucun effet. Ce marché des ajustements est le "lieu où se rencontrent les centrales flexibles et les consommateurs effaçables" (E. AMIC). C'est un marché où les centrales qui sont sélectionnées ont un temps de réponse très court; ceci est essentiel. On y retrouve également les consommateurs qui ont acheté trop d'électricité ou les producteurs qui ont produit plus que la quantité commandée. De même, les consommateurs qui ont besoin de plus de puissance que ce qu'ils ont réservée ou les producteurs qui sont défaillants, peuvent s'adresser à ce marché pour rééquilibrer leur situation. Les premiers (qui sont en excès de production ou de consommation) font des offres et les seconds (qui sont en déficit de production ou de consommation) font des enchères. Le GRT les accepte ou les refuse en fonction de l'état d'équilibre du système. Ce fonctionnement est par exemple celui du marché anglais avec le "balancing mechanism" (CRE [2000]; Ofgem [2000]).

## **DEUXIEME CHAPITRE : LA VOLATILITE DES PRIX**

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité et du gaz a entraîné une forte volatilité des prix. « Ces volatilités exceptionnelles issues de la non-stockabilité et des reconfigurations journalières des réseaux pour des raisons physiques ne peuvent plus être lissées dans des tarifs moyens, par groupe de consommateurs » (J.P. HANSEN). Les entreprises et les consommateurs pour qui l'achat, ou la vente, d'énergie est primordial pour leur activité cherchent à se couvrir contre cette volatilité. « L'agent, d'une façon générale, est averse au risque donc il cherche à se prémunir rationnellement de celui-ci par des procédures d'assurance qu'il découvre sur des marchés spécifiques » (J.J. QUILES).

« Les marchés d'actions, d'obligations ou de produits dérivés permettent une redistribution des risques financiers et une allocation efficace des capitaux. Ces fonctions sont essentielles et le marché les assure. Sur ces marchés, on ne distribue pas des financements, on ne collecte pas de l'épargne, on redistribue des risques. Une entreprise qui pense prendre des risques se couvre auprès de quelqu'un qui pense qu'il pourra mieux gérer ce risque » (A. BRENDER).

Il existe plusieurs moyens de couverture contre les variations de prix. Les plus utilisés sont les contrats à long terme mais d'autres peuvent se développer (contrats d'options ou de futures). Toutefois, comme nous allons le voir, leur application nécessite un nombre minimal d'acteurs agissant sur le marché pour qu'ils soient exploités de la meilleure façon possible. Mais les grandes compagnies énergétiques « peuvent mobiliser, en faveur de leur stratégie de concentration et de globalisation, les ressources financières aujourd'hui énormes, des institutions bancaires et boursières. Cette « financiarisation » du secteur de l'énergie constitue, en elle-même, une barrière importante à l'entrée pour les compagnies de petites et moyennes tailles, ce qui empêche, par le fait même, la croissance du nombre de joueurs » (A. AYOUB).



## Section 1) Les options

### §1) Définition et concepts fondamentaux

"Une option est un contrat conférant à son détenteur le droit de négocier durant ou à terme d'un certain laps de temps et à un prix fixé d'avance, une certaine quantité d'un produit déterminé, avec une contrepartie qui, quant à elle, a l'obligation de procéder à la transaction, si le détenteur en manifeste la volonté." (A. RUTTIENS).

A une obligation de l'une des deux parties, le vendeur de l'option, ne correspond pas une obligation réciproque de l'autre souscripteur de l'option, l'acheteur de l'option, au contraire de ce qui se passe dans les autres contrats à terme.

Il existe deux types d'options qui peuvent être négociées: l'option américaine, si l'exercice de l'option est contractuellement possible en cours de période de maturité, et l'option européenne, si son exercice n'est possible qu'à l'échéance.

En matière d'exercice, selon le cas, le contrat prévoira soit la livraison physique du sous-jacent, soit la livraison en cash.

Pour ce qui concerne les parties du contrat, on distinguera l'acheteur, celui qui détiendra l'option, de l'émetteur de celle-ci. Au droit de l'acheteur de l'option s'oppose l'obligation du vendeur (émetteur) de réaliser la transaction prévue par le contrat si l'acheteur en fait la demande (exerce son droit à l'option). Le négoce du sous-jacent peut consister soit en l'achat, soit en la vente de celui-ci: on parlera alors soit d'option d'achat (call), soit d'option de vente (put).

L'acheteur de l'option doit payer à l'émetteur un certain prix, c'est la prime de l'option, prime qui sert à rémunérer une partie du risque que prend l'émetteur, c'est à dire l'obligation qu'il accepte d'assumer. Les contrats d'option prévoient en général le règlement de la prime à la conclusion du contrat (entrée en vigueur de celui-ci).

Soit  $t_0$  la date de conclusion du contrat incluant une option d'achat ou de vente, et  $t_1$  la date d'échéance de ce contrat. Soit PE le prix d'exercice du sous-jacent en  $t_1$  (prix auquel le détenteur de l'option achète ou vend le sous-jacent en  $t_1$ ), P le prix de marché du sous-jacent en  $t_1$  et K le montant de la prime de l'option payé en  $t_0$ .

Deux cas de figure peuvent alors se présenter et, suivant les cas, le détenteur de l'option va exercer son droit ou non (R. COBBAUT) :

- l'acheteur d'un call n'exercera pas son droit d'achat si  $P \leq PE$ , puisqu'il pourrait acquérir le sous-jacent moins cher sur le marché. Sa perte est alors de  $K$ . Si  $P > PE$ , il exercera son droit, soit pour minimiser sa perte ( $P - PE \leq K$ ), soit pour réaliser un gain net ( $P - PE > K$ ).

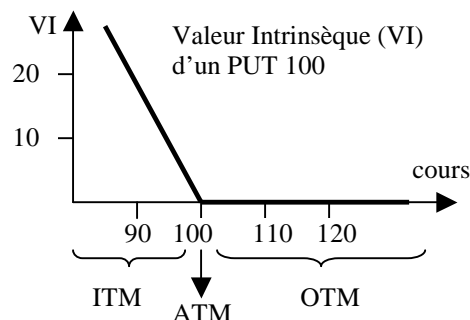
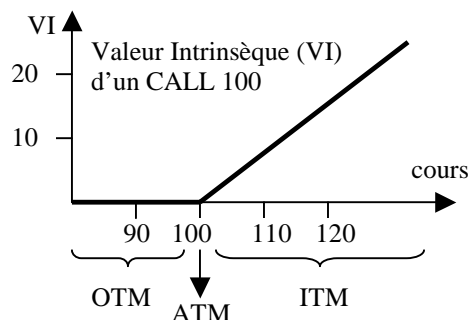
- l'acheteur d'un put n'exercera pas son droit de vente si  $P \geq PE$  car il pourrait vendre le sous-jacent plus cher sur le marché. Sa perte est alors de  $K$ . Au contraire, si  $P < PE$ , il exercera son droit puisqu'il minimise sa perte si  $PE - P \leq K$  et réalise un gain si  $PE - P > K$ . Lorsque l'option est exercée, elle est dite « in the money ». Dans le cas contraire, on parle d'option « out of the money ».

## §2) Le prix d'une option

### I) La valeur intrinsèque d'une option

La prime ou le prix de l'option traduit ce que le marché est disposé à payer pour le droit d'exercice qu'elle représente. Elle traduit aussi ce que l'émetteur exige en contre partie de son obligation à faire face à une demande d'exercice, autrement dit, en contrepartie du risque qu'il est prêt à assumer: le prix de l'option, c'est le prix de l'incertitude.

La valeur intrinsèque d'une option call vaut à tout moment 0 ou l'écart entre le cours à terme du sous-jacent moins le prix d'exercice s'il est positif. Celle d'un put vaut 0 ou l'écart positif entre le prix d'exercice et le cours à terme. Elle se présente comme suit en fonction du cours du sous-jacent (ici, le prix d'exercice du sous-jacent est de 100) (A. RUTTIENS):



S'en tenir là pour évaluer la prime de l'option revient à négliger que, d'ici la date d'expiration de l'option, la valeur du sous-jacent peut fluctuer, dans une direction et une amplitude qui ne sont pas connues à priori. Il faut donc que le prix de l'option intègre, en sus de la valeur intrinsèque, une composante qui tienne compte de la probabilité avec laquelle le cours du sous-jacent peut atteindre le niveau de cours susceptible d'amener une option "out of the money" dans la monnaie ou une option "in the money" encore plus dans la monnaie. Cette composante se nomme la valeur du temps.

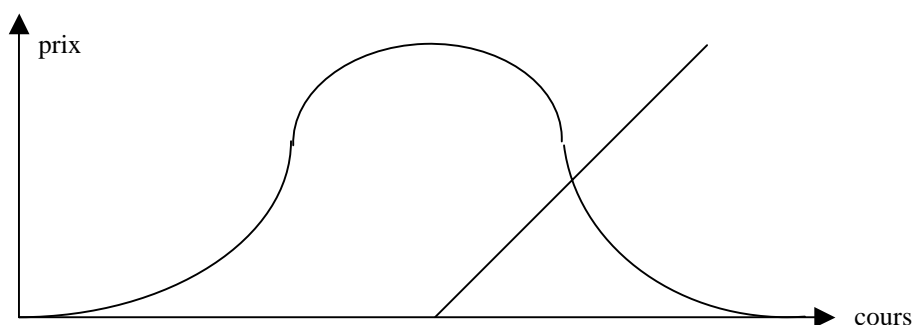
## II) La valeur du temps

Le prix d'une option peut donc se décomposer comme suit:

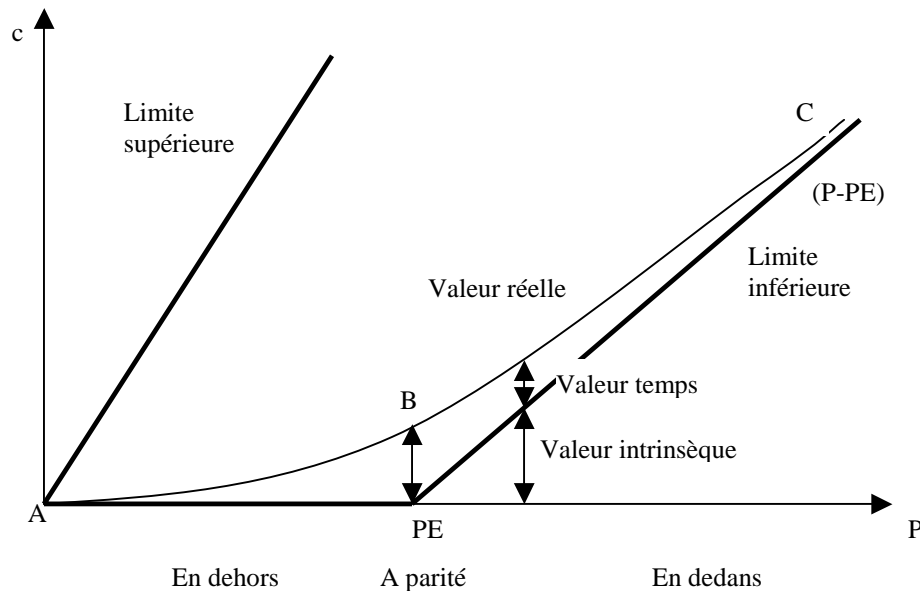
$$\text{prix d'une option} = \text{valeur intrinsèque} + \text{valeur du temps}$$

Le prix d'une option avant maturité est égal à la valeur intrinsèque de cette option jusqu'à la maturité à laquelle s'ajoute la valeur du temps qui n'agit que durant la période précédant la maturité. A l'échéance, la valeur finale de l'option n'est plus composée que de sa valeur intrinsèque.

Dès lors que toute estimation du prix futur est impossible, la probabilité d'une hausse de prix est égale à celle d'une baisse; de façon plus précise, on admet que la distribution de probabilité des prix au temps suivant suit une loi normale. Cette modélisation du cours du sous-jacent implique en outre que celui-ci variera d'un intervalle de temps à l'autre, plus fréquemment par petits écarts et plus rarement par de grands mouvements. Pour être plus précis, c'est en fait la distribution des logarithmes népériens des écarts de prix qui suit une loi normale (A. RUTTIENS).



De ce modèle de "pricing" d'option, que nous devons notamment aux études de BLACK et SCHOLLES, résulte, pour les options européennes (c'est à dire qui ne peuvent être exercées avant l'échéance), que le prix d'un call se présente comme suit, en fonction du cours spot du sous-jacent (R. COBBAUT):



On constate que la valeur d'une option n'évolue pas linéairement en fonction de son prix spot, comme sa valeur intrinsèque. Il apparaît que la valeur du temps est plus importante « autour de la monnaie » (à parité) que lorsque l'option se situe dans une position « out of the money » (en dehors) ou « in the money » (en dedans). Ceci se justifie par la plus grande fréquence de petits mouvements de cours lorsque l'on se situe dans un intervalle proche du prix d'exercice.

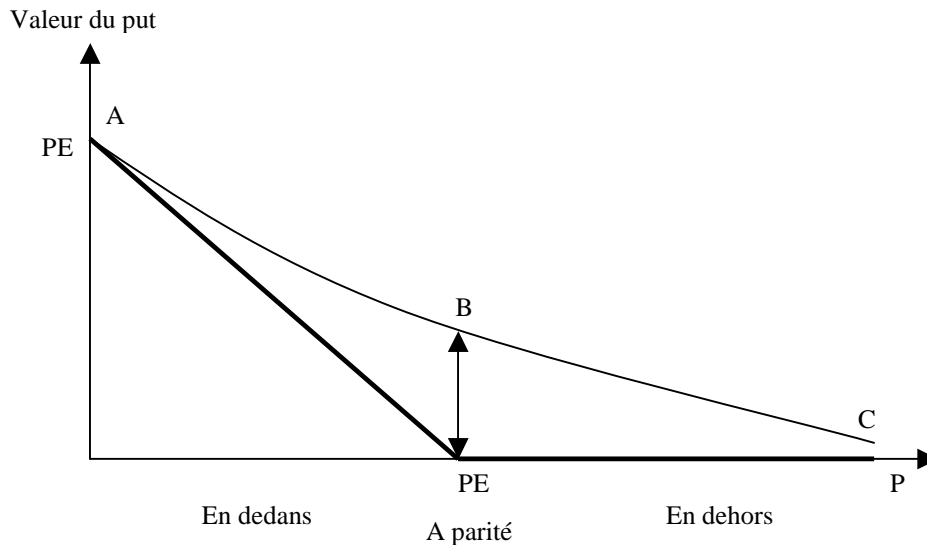
On constate sur ce graphique que la borne supérieure de la valeur du « call » est la diagonale principale du système d'axes. C'est en effet la situation dans laquelle le détenteur de l'option recevrait la pleine valeur du sous-jacent pour un prix dont la valeur actuelle serait nulle. Sa borne inférieure est constituée par sa valeur intrinsèque. On constate qu'au terme de la période de maturité du « call », sa valeur est égale à sa valeur intrinsèque ; la valeur du temps ne joue plus alors aucun rôle. Le « call » ne sera exercé que s'il est « en dedans » et la valeur de sa borne inférieure est donnée par (R. COBBAUT):

$$c = P - (PE) e^{-rT}$$

Avec  $r$  = taux continu correspondant au taux d'intérêt sans risque.

$T$  = temps restant à courir jusqu'à la date d'exercice.

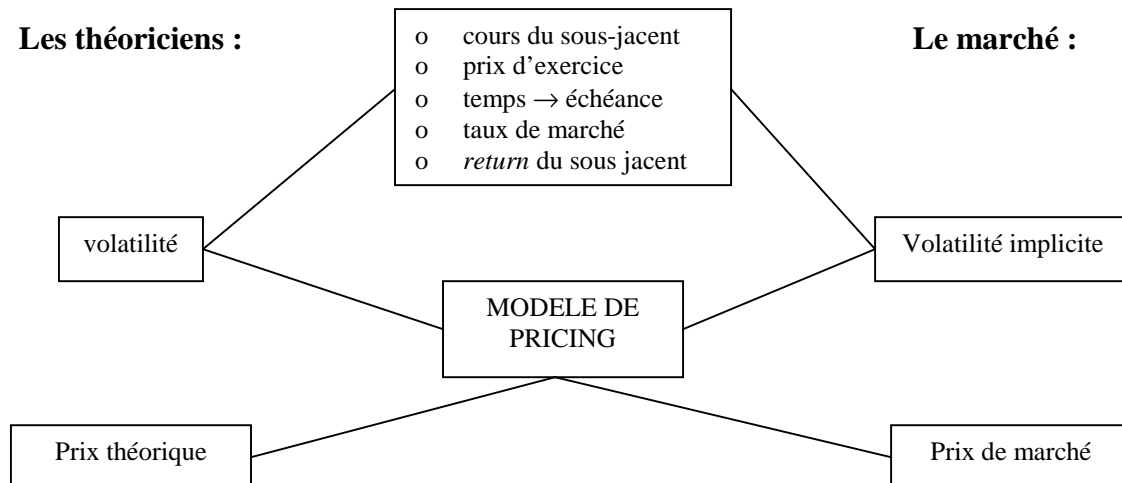
De même, le prix d'un « put » se présente comme suit (R. COBBAUT) :



### III) La volatilité

La volatilité du sous-jacent, dans l'élaboration du prix de l'option, est le seul paramètre qui n'est pas disponible sur le marché. Il faut trouver des moyens pour l'estimer, en se servant notamment des informations passées et des contextes économiques du moment (méthodes prévisionnelles et économétriques peuvent servir pour l'estimation).

Etant le seul paramètre inconnu, la volatilité est traitée comme la vrai « commodity ». Les traders cotent en fait la volatilité qui, utilisée en tant que telle dans les modèles de « pricing », conduit au vrai prix, c'est à dire au prix de marché de l'option. Cette volatilité cotée se nomme volatilité implicite (A. RUTTIENS):



En pratique, la volatilité implicite fluctue dans le même sens que la volatilité historique, mais le synchronisme de leurs fluctuations respectives est plus ou moins bien vérifié. De plus, les amplitudes de ces variations sont souvent différentes (celles de la volatilité implicite sont beaucoup plus atténuées).

### §3) Utilisation des options comme moyen de couverture contre les variations de prix

#### I) Couverture contre une hausse des prix

Prenons une entreprise qui doit s'approvisionner sur le marché spot pour ses achats d'électricité ou de gaz. Les prix de ces ressources énergétiques peuvent fluctuer d'un montant assez important. Sur le marché de gros en particulier, l'offre ne peut pas toujours satisfaire à la demande. Les contraintes de capacités (on ne peut pas faire transiter plus de gaz dans un tuyau que sa capacité maximale et construire d'autres gazoducs coûte cher, prend du temps et n'est pas forcément optimal pour l'entreprise ; il en est de même pour l'électricité) ou physiques (une tension minimale doit être maintenue en permanence sur le réseau de transport afin que toutes les régions puissent être approvisionnées, notamment en raison des lois de KIRSHOFF et la production doit être sans arrêt supérieure à la consommation pour compenser les pertes en ligne) font que des déséquilibres se produisent, notamment aux heures de pointe. Si cette entreprise veut se prémunir contre l'incertitude d'une hausse des prix, elle peut souscrire une option d'achat, un « call », auprès d'un établissement bancaire par exemple qui possède une activité de « trading ». Lors de cette souscription, elle va payer une prime  $K$  qui va être fonction à la fois du prix qu'elle est prête à payer pour se prémunir contre l'incertitude et la volatilité possible des prix des matières énergétiques (si les prix ont une grande probabilité de fluctuer, la prime sera plus élevée). Ce « call » lui permet, à la date d'échéance (nous supposons ici le cas d'options européennes), d'exercer ou non son option. Si elle exerce l'option, elle paye le prix qui était convenu à la signature du contrat, à savoir le prix d'exercice  $PE$ . Si elle n'exerce pas l'option, elle perd le montant de la prime versée, c'est à dire  $K$ . Nous allons appliquer ce qui a été décrit plus haut. Nous allons distinguer deux cas.

Si, à la date d'échéance, le prix du marché spot est inférieur au prix d'exercice  $PE$ , l'entreprise ne va pas exercer le « call ». Elle ira s'approvisionner sur le marché spot à un prix  $P$  inférieur à  $PE$ .

Si, à la date d'échéance, le prix du marché spot est supérieur au prix PE, alors, elle exercera son option. Elle achètera à un prix PE inférieur à P la quantité d'énergie prévue par le contrat. Si P se situe entre PE et PE+K, elle exercera son option car, même si elle fait des pertes, P étant inférieur à PE+K, elle les minimisera. Pour le reste de ses besoins énergétiques, elle se servira sur le marché spot, dans de plus faibles proportions que dans une situation sans couverture.

Ce moyen de se couvrir contre une hausse du prix spot est intéressante. Il peut être souscrit par des entreprises qui ont un fort besoin d'énergie pour leur activité. C'est un arbitrage entre les contrats de long terme, où l'on a une obligation d'achat des quantités fixées au prix convenu, et le marché spot, où les variations de prix peuvent conduire à la faillite. Cette méthode laisse une porte de sortie en cas de variations de prix à la baisse par rapport à ceux anticipés.

Illustrons ce cas à l'aide des récents événements qui se sont passés en Californie. Lors de la libéralisation du marché de l'électricité californien, les pouvoirs publics ont, en plus d'autoriser la concurrence, obligé les opérateurs historiques à céder des centrales de production, pour permettre des entrées. Cette décision a sans doute été une condition à l'apparition des problèmes qu'ils ont connus. En effet, cet état était en situation de surcapacité de production et pouvait aisément servir la demande. Mais, l'entrée des concurrents qui ne construisaient pas de centrales, car ils achetaient celles que les opérateurs historiques étaient obligés de vendre et avaient des difficultés pour en construire (longues démarches administratives, fortes contraintes environnementales, principe dit du « NIMBY », c'est à dire « not in my backyard »), et une croissance de la demande plus forte que prévu ont été quelques-uns des facteurs qui ont conduit à une insuffisance des moyens de production. De plus, ces nouveaux producteurs pouvaient lier des contrats à long terme avec leurs clients, chose que n'avaient pas la possibilité de faire les opérateurs historiques. Les fournisseurs ont donc été incapables de satisfaire la demande et les prix spots sur le marché de gros ont monté fortement ; d'autant plus que, dans le même temps, le prix du gaz augmentait également, renchérissant le prix de l'électricité produite à partir de celui-ci. Les opérateurs historiques, qui n'arrivaient plus à satisfaire leur demande propre à cause de l'amputation de leurs moyens de production, ont été obligés de se fournir sur le marché spot. Ajouter à cela un « price cap » sur le marché du détail, donc des consommateurs qui ne peuvent pas ajuster leur demande en fonction du prix, et des capacités de transport vétustes et en quantité insuffisante pour importer de l'électricité d'autres états, et le résultat est celui qui a été observé : les opérateurs

historiques (« utilities ») ont été en faillite et une intervention de l'Etat a été nécessaire pour éviter le « dépôt de bilan ».

Cette situation aurait pu avoir une moins grande ampleur si les « utilities » avaient pu se couvrir contre des éventuelles variations de prix, soit par des contrats à long terme, soit par la souscription d'option auprès d'établissements bancaires ou de « trading ».

## II) Couverture contre une baisse des prix.

Les producteurs peuvent également se couvrir contre l'éventualité d'une baisse des prix. Ils souscrivent alors une option de vente, un « put », qui leur permet de vendre une certaine quantité d'énergie à un prix d'exercice PE, contre le paiement à l'organisme acheteur du « put » d'une prime K, reflétant l'incertitude de l'ampleur de la variation de prix. Deux cas symétriques à ceux vus précédemment peuvent être dégagés .

Si, le prix du marché spot P est inférieur au prix d'exercice PE, le producteur exercera son option car il vendra PE ce qu'il ne pourrait vendre que P sur le marché spot. De plus, si  $PE - P \leq K$ , alors il minimisera la perte liée à la souscription de l'option et au paiement de la prime.

Si  $P \geq PE$ , alors il n'exerce pas l'option et vend son actif sur le marché spot au prix P.

Nous constatons encore dans ce cas l'avantage d'une option sur les contrats à long terme. En effet, l'option laisse le choix à l'entreprise de choisir de l'exercer ou non en fonction de l'état futur du marché. Cela permet de changer de stratégie ou de l'adapter si les évènements prévus ne se produisent pas ou dans le sens inverse de la prévision.

## III) L'utilisation des options dans les marchés énergétiques

Ce système de couverture par des options est très peu répandu. En effet, le seul marché qui ait essayé de le mettre en place est le NORDPOOL. Les autres (NETA, PJM) utilisent pour se couvrir contre les variations des prix plutôt des contrats à terme ou des CFDs (Contracts For Differences).



Le NORDPOOL est le meilleur exemple que nous pouvons trouver en terme de libéralisation (E. AMIC). En effet, c'est un marché complet, qui a su agréger les besoins de ses différents acteurs (Norvège, Finlande, Suède, et plus récemment le Danemark). Ce marché comprend un marché spot (Elspot), un marché à terme (Eltermin) et un marché d'options négociables (Eloption).

Ce marché d'options négociables, assises sur des contrats du marché à terme, a été mis en place début 2000, à la demande des acteurs du NORDPOOL. "L'utilisation d'options combinée à celle des contrats à terme permet en effet aux acteurs de gérer le risque de prix lié à l'électricité de manière à la fois plus efficiente et plus dynamique" (Commission de Régulation de l'Electricité, CRE).

Deux types d'options sont négociées sur ce marché: des options européennes (dont le sous-jacent est constitué par des contrats forwards sur Eltermin) et des options asiatiques. Ces dernières ont pour spécificité d'être exercées et réglées après leur échéance, en fonction du prix du sous-jacent durant une période donnée. Un "call" sera donc "dans la monnaie" si la différence entre le prix de cette période et celui d'exercice de l'option est positif. Leur sous-jacent porte sur des contrats à terme (forwards comme futures).

Ces options font l'objet d'une cotation en continu. Eloption n'a connu qu'un succès très modeste, car seulement 5% des options d'électricité négociées dans les pays nordiques le sont sur ce marché (CRE). Cet échec, selon NORDPOOL, est expliqué par le niveau élevé des commissions et par le fait qu'il ait été lancé en retard par rapport à l'apparition des brokers. Ces derniers sont très présents sur le marché. Ils interviennent en utilisant des contrats à terme mais également les options. Le marché NORDPOOL est très développé. Les transactions sur le marché physique sont passées de 56,7 TWh par an en 1998 à 75,9 TWh en 1999. Mais la croissance la plus significative a été celle des volumes négociés sur le marché financier. Les échanges sont passés, sur la même période que précédemment, de 89,1 à 215,9 TWh par an (CRE). Cette croissance a permis le développement d'un marché financier où le nombre d'intervenants s'est accru, de même que la quantité des produits dérivés permettant de se couvrir contre les variations de prix.

## Section 2) les contrats de long terme et les futures

Pour faire face aux fortes variations de prix, dues au déséquilibre entre l'offre et la demande et à la difficulté qu'il existe, sur le marché de l'électricité, à les rééquilibrer, les entreprises qui produisent ou achètent de l'énergie en grande quantité ont d'autres alternatives de couverture que la souscription d'options. Il s'agit des contrats de long terme. Ces contrats peuvent être conclus soit directement entre les acteurs du marché, c'est-à-dire entre producteurs et consommateurs, soit par l'intermédiaire du marché et l'existence d'une bourse est alors nécessaire à la conclusion du contrat. Les premiers contrats sont des contrats à terme classiques ; les seconds sont des contrats que l'on appelle les futures.

### §1) Les futures

« Un contrat de futures consiste en l'engagement de livrer ou de recevoir, à une date d'échéance ultérieure, une certaine quantité de sous-jacent, et ce, à un prix fixé à l'avance » (A. RUTTIENS). Cette définition est générale à tous les produits à terme conventionnels mais, là où les futures sont spécifiques, c'est qu'ils impliquent que le contrat soit négocié avec une bourse.

Pour qu'il y ait la possibilité d'une signature d'un contrat de future, il faut un accord sur le prix entre un acheteur et un vendeur de future, via la Chambre de Compensation. L'acheteur s'engage, à l'échéance du contrat, à recevoir le sous-jacent moyennant paiement du prix convenu. Le vendeur, quant à lui, s'engage à livrer le sous-jacent à l'échéance au prix convenu.

Les spécificités propres à un contrat de futures découlent directement des deux préoccupations de toute bourse de futures, à savoir de sécurité et de liquidité de son marché.

En matière de sécurité, c'est le système dit « de marge » qui régit les modalités de mise en œuvre des contrats. Par ce système, la bourse de futures oblige chaque contrepartie d'un contrat à verser un dépôt initial de marge sur un compte créé à cet effet. Cette somme, minimale par rapport au « montant dû » du contrat, est affectée à garantir la bonne conclusion de celui-ci. La bourse détermine le montant du dépôt initial de marge par référence au mouvement quotidien moyen de prix du contrat.

Pour ce qui concerne la liquidité, elle est favorisée en standardisant ce qui peut l'être. La bourse va spécifier ses contrats sur des bases précises qui sont : la limitation du nombre d'échéance, la fixation d'un montant unitaire en guise de quantité de sous-jacent en jeu dans le contrat et la fixation d'un mode unique de livraison. Ces restrictions ont pour objet de regrouper les besoins de ventes et d'achats sur un nombre plus limité de contrats différents, d'autant plus liquides (A. RUTTIENS).

Les contrats futures peuvent être utilisés soit pour la spéculation, il n'y aura pas livraison ni paiement car le contrat n'arrive pas à échéance, soit pour se couvrir contre un risque. C'est ce deuxième aspect du future qui nous intéresse.

L'échéance du contrat implique donc la livraison d'une quantité de sous-jacent à un prix déterminé (montant dû). C'est à ce niveau que se situe une contradiction avec l'esprit du contrat car le prix payé est basé sur le prix de clôture du contrat. Tel qu'il est stipulé dans le contrat, l'acheteur est sensé payer le prix fixé d'avance, et non pas le prix comptant du sous-jacent au jour de l'échéance du contrat. Mais, en réalité, tout se passe comme si l'acheteur payait au vendeur le prix initial du contrat, de par l'impact du compte de marge. Ce compte de marge est crédité quotidiennement tout au long de la période d'ouverture de la bourse, en fonction de la situation dans laquelle se trouvent les deux parties contractantes à la fin de la journée.

Prenons un exemple pour illustrer l'explication. A  $t_0$ , un consommateur de gaz ou d'électricité passe un contrat de futures avec un producteur pour l'achat d'une quantité  $X$  fixée d'énergie à un prix  $Y$ . A  $t_1$ , échéance du contrat, le prix de la quantité  $X$  est  $Z$ . L'acheteur va donc payer au vendeur le prix du sous-jacent à l'échéance  $Z$ . Mais, dans le même temps, le compte de marge a été crédité de  $Z-Y$  (si  $Z>Y$ ) ou de  $Y-Z$  (si  $Y>Z$ ). Si  $Z-Y>0$ , le consommateur récupère la somme du compte de marge et aura donc payé  $Y$  pour la quantité  $X$ . Si  $Y-Z>0$ , alors, c'est le producteur qui récupère le montant du compte de marge et aura donc reçu également  $Y$ .

Les deux parties qui ont souscrit un contrat de futures se sont donc couvertes mutuellement d'une variation des prix, à la hausse pour le consommateur et à la baisse pour le producteur. Cette couverture s'est faite avec un intermédiaire qui est le compte de marge, créé car l'opération se passe en bourse.

Ce mode de couverture paraît attrayant mais il nécessite l'existence d'une bourse pour le sous-jacent. Or, la libéralisation des marchés étant récente pour certains pays européens, les acteurs et les échanges qui se produisent sur le marché de l'électricité et du gaz ne sont pas encore assez nombreux et élevés pour qu'une bourse puisse apparaître (J.P. HANSEN ou J. BERGOUGNOUX). Il faut donc œuvrer dans ce sens pour que les entreprises aient accès à des moyens de couverture susceptibles de les protéger contre les variations de prix ou une baisse de la demande, engendrées par l'ouverture à la concurrence.

La situation actuelle du marché de l'électricité et du gaz ne permet pas l'utilisation de futures ou d'options. Les entreprises qui agissent sur ce marché ont donc recours à un troisième mode de couverture : les contrats à moyen ou long terme (les forwards).

## §2) Les contrats à long terme

### I) Définition

« Le contrat à terme est un actif financier caractérisé par l'inconditionnalité et la non-immédiateté des droits et obligations réciproques qui constituent le contrat. Ainsi, une vente à terme est un engagement ferme et définitif, du vendeur à livrer, à l'échéance convenue, le bien qui fait l'objet du contrat. De son côté, l'acheteur a contracté l'engagement, lui aussi ferme et définitif de prendre, à l'échéance, livraison de ce bien et de payer le prix initialement convenu, quelque soit à ce moment le prix qui prévaut sur le marché au comptant » (R. COBBAUT). Nous voyons que ce type de contrat diffère des deux précédents sur quelques points. Tout d'abord, il ne tient pas compte du prix spot qui prévaut sur le marché lors du règlement ; le prix payé est celui convenu à l'avance. Ensuite, il ne nécessite pas la création d'un marché excessivement développé, et n'a pas besoin, en conséquence, d'une bourse pour opérer. Ces deux observations différencient les contrats de long terme avec les futures. Enfin, les engagements sont fermes et irrévocables. L'achat et la livraison de la quantité de bien contractée au prix convenu doit avoir lieu, sauf modification des termes du contrat par les deux parties. Cette remarque distingue les contrats de long terme avec le système de couverture par souscription d'options, dans lequel le détenteur peut choisir ou non d'exercer son option en fonction de la situation du marché spot à la date d'échéance.

## II) Utilisation des contrats de long terme comme moyen de couverture

Nous voyons que ces contrats peuvent servir à la spéculation (le vendeur spéculant à la baisse et l'acheteur à la hausse) mais ce n'est pas ce qui intéresse les entreprises productrices d'énergie ou fortes consommatrices d'énergie. Ces firmes veulent se couvrir contre les risques de fluctuations des prix, les unes contre une hausse, les autres contre une baisse, ou s'assurer une demande captive le temps du contrat afin de diminuer l'incertitude sur la demande future et réaliser une programmation des investissements pour rester compétitives.

Ce type de couverture est similaire à celui qu'utilise les entreprises pétrolières pour se prémunir contre les variations des cours.

Soit une entreprise qui veut se prémunir contre une hausse des prix. Elle signe donc un contrat de long terme en  $t_0$ . L'échéance du contrat est  $t_1$ . En  $t_0$ , elle achète une quantité  $X$  de biens physiques à l'aide d'un contrat de long terme au prix  $Y$ . En même temps, elle vend sur le marché « papier » la quantité  $X$  au prix  $Y$  ; elle passe donc un second contrat de long terme dont l'échéance est également  $t_1$ . Deux cas se présentent alors :

- Si en  $t_1$ , le prix de  $X$  sur le marché spot est de  $P$ , tel que  $P > Y$ , alors elle réalise un gain de  $P - Y$  car elle paye  $Y$  ce qui coûte  $P$ . Elle rachète sur le marché « papier » la quantité  $X$ , qu'elle avait vendue au prix  $Y$ , au prix de marché, c'est à dire  $P$ . Elle réalise donc une perte de  $Y - P$ . Le cumul des deux opérations fait que les pertes et les gains se compensent .

- Si en  $t_1$ , le prix de  $X$  est de  $P < Y$ , alors elle réalise une perte sur le marché physique de  $P - Y$ , car elle achète la quantité  $X$  au prix  $Y$  alors qu'elle ne coûte que  $P$  sur le marché spot. Elle rachète en même temps sur le marché « papier » la quantité  $X$ , qu'elle avait vendue au prix  $Y$ , au prix de marché, c'est à dire  $P$ . Elle réalise un gain de  $Y - P$ . Là encore, nous voyons que les deux opérations se compensent.

Elle a, en concluant simultanément deux contrats de long terme opposés, « verrouillé » l'opération en supprimant le risque de fluctuation des prix. En effet, si le prix du bien augmente, le gain réalisé par le contrat à long terme est compensé par la perte réalisée sur le marché « papier » et inversement. Ce marché « papier » est un lieu où s'échangent des

contrats de ventes ou d'achats du bien sans livraison « physique » du produit. C'est le lieu où les « traders » opèrent, où les courtiers spéculent sur une hausse ou une baisse des cours.

Le même problème que nous avons soulevé plus haut, c'est à dire l'étroitesse du marché de l'électricité et du gaz, réapparaît. La signature d'un contrat sur le marché « papier » n'est pas encore possible au niveau européen, bien que certains pays aient déjà des prédispositions pour que ce le soit prochainement. Ils ont déjà une certaine expérience dans le domaine du « trading » (Grande-Bretagne, les pays scandinaves avec le NORDPOOL, les Pays-Bas avec l'APX, Amsterdam Power Exchange) (Rapport de la CRE, Septembre 2000) mais il est difficile de trouver un acheteur qui « joue » sur une hausse ou baisse des cours. Dans un tel environnement, seul un contrat sur le marché physique n'est possible. Il y aura donc un perdant si une variation du prix survient : le producteur si le prix du marché spot est supérieur au prix de vente fixé dans le contrat, le consommateur si celui-ci est inférieur au prix de vente du contrat.

### §3) Récapitulatif des caractéristiques des contrats de long terme et de futures

La présentation de ces deux modes de couverture a soulevé des différences notables d'application. Ces contrats, bien qu'ils soient tous les deux des contrats à terme, sont différents dans leur mode de souscription. Ils nécessitent des précautions particulières et un environnement parfois spécifique pour leur conclusion. Le tableau qui suit présente les principales caractéristiques de chacun de ces contrats pour mieux les apprécier.

	Forward (opération à terme classique)	Futures
Marché	Interbancaire	Bourse de futures
Montant minimum	Important	Faible (5 à 10 fois moins)
Echéances	Flexibles	Standardisées
Risque de crédit	La contrepartie (banque↔client)	La Chambre de Compensation
Flux en trésorerie	A l'échéance	Quotidien
Prix	Dépend du client	Ne dépend pas du client
Débloclage de l'opération	Avec contrepartie initiale	??? (via la bourse)

Source : A. RUTTIENS

#### §4) Le rôle des contrats de long terme et des futures

Lorsqu'il y a une menace de forte volatilité des prix, les acheteurs et les vendeurs signent des contrats de long terme. Ils réduisent le risque de volatilité mais leur prix n'est pas en moyenne au dessous du prix du marché spot. Ils évitent simplement que les entreprises connaissent de graves difficultés financières dans les moments de fortes fluctuations de prix. Mais, en moyenne, un acheteur achetant de l'électricité à l'aide de contrats à terme ne recevra pas un coût plus faible que s'il avait acheté les mêmes quantités sur le marché spot (S. BORENSTEIN).

##### I) Le prix du contrat

Le prix initial du contrat est souvent basé sur le prix du marché spot au moment de sa conclusion. A ce dernier, peut s'ajouter un terme prenant en compte la prévision soit d'une baisse soit d'une hausse des prix. Le prix convenu est un prix qui permet au producteur de couvrir ses coûts de production et d'avoir un taux de rentabilité du capital suffisamment élevé pour pouvoir investir (car on réduit les incertitudes portant sur le montant des revenus futurs) et ainsi rester compétitif. Pour l'acheteur, ces contrats lui permettent de produire à un coût compétitif, de contrôler sa facture énergétique, améliorant ainsi sa compétitivité, par une réduction des coûts par exemple.

##### II) Effet sur la concurrence et sur l'exercice du pouvoir de marché

Une fois que l'entreprise a vendu une partie de sa production sur un marché de contrat à terme, alors, il y aura une tendance à la baisse des prix, à la fois sur le marché spot et sur le marché des contrats. S'il y a beaucoup de contrats signés, les entreprises sont plus incitées à se faire concurrence car il est difficile de s'entendre et de maintenir une certaine tolérance vis-à-vis des autres firmes. Une fois qu'elle a vendu une grosse partie de sa production par des contrats, elle est moins incitée à réduire sa production sur le marché spot. Cela entraîne une forte concurrence sur le marché des contrats. Le pouvoir de marché (S. BORENSTEIN et J. BUSHNELL), lorsque les entreprises ont émis des contrats de long terme, a un effet beaucoup plus réduit. Les opérations stratégiques, visant pour une entreprise jouissant d'une position

favorable car seule à desservir une région mal interconnectée ou ayant le statut de « must-run », à réduire sa production pour faire augmenter les prix et vendre le produit plus cher, sont moins attractives. Toutefois, ces contrats ne permettent pas de diminuer l'augmentation des prix qui accompagne les coupures dues à une insuffisance de l'offre, et cela même dans un marché complet en concurrence.

### III) Le problème des contrats

Le danger des contrats de long terme est que l'entreprise peut payer plus cher, ou vendre moins cher, le bien (l'électricité ou le gaz) que si elle l'avait acheté ou vendu sur le marché spot. Ces contrats sont basés sur les informations disponibles au moment de la signature et on ne peut pas revenir en arrière une fois que l'on a observé les prix du marché spot. Un instrument de couverture ne permet pas d'épargner de l'argent ; il amènera plus fréquemment à en perdre (S. BORENSTEIN). C'est le risque qu'accepte de courir les entreprises, qui sont averses au risque, pour se couvrir et garder la certitude d'un prix qui leur convient. Toutefois, il ne faut pas que les acheteurs payent une facture trop élevée par rapport à celle qu'ils auraient payée s'ils s'étaient approvisionnés sur le marché spot (cela est surtout vrai pour les clients d'un fournisseur). En effet, le marché est en concurrence. Si un fournisseur fait payer un prix trop élevé par rapport au prix du marché spot, ses clients peuvent le quitter pour un autre. C'est pour cela que, dans de nombreux cas, les fournisseurs ne s'approvisionnent pas en totalité sur le marché des contrats. Ils continuent d'acheter une proportion de leur demande sur le marché spot. Ils gardent ainsi la possibilité de faire varier les factures de leurs clients, à la hausse ou à la baisse, en fonction du prix du spot (S. BORENSTEIN).

Si le prix des contrats est supérieur au prix spot, la différence correspond à un coût échoué pour l'entreprise.

Si l'entreprise est dans un univers dérégulé, ce sont les actionnaires qui vont subir et assumer la perte. Les investisseurs-actionnaires ont néanmoins réussi à faire adopter à certaines entreprises (VIVENDI) une nouvelle forme de gestion : la méthode dite EVA-MVA (Economic Value Added et Market Value Added) (BAUDRU D. et MORIN F.). Le critère EVA fixe un taux de rentabilité que doit atteindre l'entreprise, en fonction du coût des ressources qu'elle consomme pour mettre en œuvre son processus de production. Le transfert



du risque est donc de l'investisseur- actionnaire vers l'entreprise, qui elle même peut le faire subir à ses clients par des variations de prix. Cette réaction est dangereuse car elle peut perdre des parts de marché et accentuer la détérioration de sa situation. A ce critère se rajoute une sur-valeur économique issue de l'action de l'entreprise et qui est transférable aux investisseurs, c'est la MVA. La MVA impose une obligation de résultat et le transfert du risque économique s'observe encore plus aisément.

Si l'entreprise est en univers régulé, elle demande à l'Etat de lui permettre de répercuter la hausse du prix sur les consommateurs. Si celui-ci refuse, il faut une compensation pour l'entreprise car elle est seule à assumer les coûts des variations des prix. C'est ce qui s'est passé en Californie et qui a en partie causé la faillite des « utilities ».

Une étude a démontré que si 80% de l'électricité était achetée avec des contrats à terme, le restant sur le marché spot, cette proportion permet la stabilité des coûts de fourniture d'électricité (S. BORENSTEIN).

Il est préférable pour une entreprise possédant des capacités de production et des unités de distribution, de les conserver et ainsi de ne pas être trop dépendante du marché spot. C'est ce qui a atténué la situation en Californie qui aurait été encore plus mauvaise sinon. Les phénomènes de fusions-acquisitions observés, ainsi que les efforts des entreprises pour rester ou redevenir intégrées, confirment cette idée. C'est également un bon moyen de se couvrir contre les variations des prix et le pouvoir de marché. Mais, ce n'est pas une couverture contre les variations des prix du combustible. Signer des contrats opposés de long terme, comme ceux présentés plus haut, pour se couvrir contre le prix du combustible est alors plus optimal que de se couvrir contre les variations du prix de l'électricité. En effet, le marché du pétrole est bien développé, possède un nombre très élevé de transactions et offre toutes les possibilités de couverture.

Les contrats à long terme sont les outils les plus utilisés actuellement sur les marchés de l'électricité et du gaz (contrats à long terme de type « Take or Pay »). Mais, à cause du faible volume d'échange, de l'étroitesse du marché et du nombre encore restreint d'intervenants, ils ne permettent qu'une couverture imparfaite contre les variations des cours. Il y a une partie contractante qui sera obligatoirement perdante, c'est à dire qui aura payé plus cher que le prix du marché spot ou qui aura vendu à un prix plus faible que le marché spot. Face aux risques que peuvent constituer des prix trop hauts ou trop bas, beaucoup d'entreprises préfèrent tout de même un prix garanti qui leur convient plutôt que de risquer une facture énergétique qui atteindrait leur compétitivité. Les fortes variations de prix qu'a

connu la Californie ont fait prendre conscience que la couverture était nécessaire. De même, la disparition du POOL anglais, où les prix étaient trop volatils, pour laisser place au NETA, conforte cette thèse (P. WRIGHT).

#### IV) Le rôle des marchés à terme : une exposition théorique

Nous allons, pour étudier le rôle joué par les marchés à terme, prendre le cas d'un producteur vendant un bien quelconque. Celui-ci doit fixer la quantité qu'il va produire, notée  $a$ , avant de connaître la valeur prise par l'aléa. Ce dernier peut être soit la valeur future du prix de marché, notée  $\tilde{p}$ , soit la valeur de la demande future, notée  $\tilde{d}$ . Par la suite, l'aléa sera représenté par l'incertitude qui pèse sur le prix du marché au comptant,  $\tilde{p}$ .

Afin de se prémunir contre cette « incertitude différée », le producteur est prêt à concéder des investissements monétaires. Ils sont effectués soit dans des capacités de production adaptables, lui permettant au dernier moment d'augmenter ou de diminuer sa production, selon la demande ou le prix du marché, soit dans des formes de recherche d'information, pour essayer de cibler au maximum les valeurs futures du prix ou de la demande.

L'existence de marchés à terme est un moyen efficace de contourner cette incertitude liée au marché, moyen qui se révèle beaucoup moins coûteux que les investissements énumérés précédemment.

Il s'agit, dans ces marchés, de la possibilité d'effectuer des opérations à terme à un prix fixé et connu à l'avance, connu avant le choix de  $a$ .

L'individu connaît le prix à terme,  $p_t$ , auquel il va vendre une unité de marchandise, au début de la période. De plus, il a des attentes sur le prix  $\tilde{p}$  du marché au comptant pour la fin de la période, représentées par son espérance  $E(\tilde{p})$ .

Le producteur, compte tenu de ces deux éléments, a deux décisions à prendre : fixer le niveau de production  $a$  et ensuite le niveau de la quantité vendue sur le marché à terme, noté  $a_t$ .

Son profit, à l'issue de la période, est noté par :

$$\tilde{\pi} = \tilde{p} \cdot (a - a_t) + p_t \cdot a_t - c(a) - B$$

Avec :

- $(a - a_t)$  qui est la quantité écoulee sur le marché au comptant durant la période, si l'on fait l'hypothèse que le producteur ne stocke pas.
- $c(a)$  le coût variable de production de la quantité  $a$ .
- $B$  les coûts fixes de production.

S'il veut maximiser son bien-être, le producteur doit choisir les valeurs de  $a$  et  $a_t$  qui maximisent l'espérance d'utilité de sa richesse finale  $E[U(\tilde{w}_f)]$ , avec  $\tilde{w}_f = w_0 + \tilde{\pi}$  qui est sa richesse à la fin de la période et  $w_0$  sa richesse initiale.

Le problème de maximisation s'écrit donc :

$$\text{Max}_{a, a_t} E[U(\tilde{w}_f)] = \int_0^{+\infty} U(w_0 + \tilde{\pi}) f(p) dp$$

Avec :

- $f(p)$  qui est la densité de probabilité de  $p$ .
- $U'(\tilde{w}_f) > 0$  et  $U''(\tilde{w}_f) < 0$  car l'agent est averse au risque (et maximise son espérance d'utilité).

Les conditions de premier ordre de ce problème de maximisation sans contrainte s'écrivent :

$$\frac{dE[U(\cdot)]}{da} = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) \cdot [p - c'(a)] f(p) dp = 0 \quad (1)$$

$$\frac{dE[U(\cdot)]}{da_t} = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) \cdot (-p + p_t) f(p) dp = 0 \quad (2)$$

Avec  $U(\cdot) = U(\tilde{w}_f)$ .

Démonstration :

$$\begin{aligned} * \frac{dE[U(.)]}{da} &= \frac{d \int_0^{+\infty} U(.)f(p)dp}{da} \\ &= \int_0^{+\infty} \frac{dU(.)}{d\tilde{\pi}} \frac{d\tilde{\pi}}{da} f(p)dp \end{aligned}$$

$$\text{Or, } \frac{d\tilde{\pi}}{da} = \tilde{p} - c'(a), \text{ d'où } \frac{dE[U(.)]}{da} = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) [\tilde{p} - c'(a)] f(p) dp$$

$$\begin{aligned} * \frac{dE[U(.)]}{da_t} &= \frac{d \int_0^{+\infty} U(.)f(p)dp}{da_t} \\ &= \int_0^{+\infty} \frac{dU(.)}{d\tilde{\pi}} \frac{d\tilde{\pi}}{da_t} f(p)dp \end{aligned}$$

$$\text{Or, } \frac{d\tilde{\pi}}{da_t} = -\tilde{p} + p_t, \text{ d'où } \frac{dE[U(.)]}{da_t} = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) [-\tilde{p} + p_t] f(p) dp$$

De l'équation (2), nous pouvons tirer que:

$$p_t \cdot E[U'(\cdot)] = E[U'(\cdot) \tilde{p}] \quad (3)$$

Démonstration

$$(2) \Leftrightarrow \frac{dE[U(.)]}{da_t} = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) (-p + p_t) f(p) dp = 0$$

$$\Leftrightarrow p_t \int_0^{+\infty} U'(\cdot) f(p) dp = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) p f(p) dp \quad \text{car } p_t \text{ ne dépend pas de } p \quad (3')$$

Or, la formule de l'espérance, en temps continu, entre les dates a et b, est :

$$E(x) = \int_a^b x f(x) dx$$

Donc, en utilisant cette formule, nous voyons que :

$$\int_0^{+\infty} U'(\cdot) f(p) dp = E[U'(\cdot)] \quad \text{et} \quad \int_0^{+\infty} U'(\cdot) p f(p) dp = E[U'(\cdot) \tilde{p}]$$

En utilisant les résultats ci-dessus et en les réintroduisant dans l'équation (3'), nous obtenons l'équation (3) :

$$p_t \cdot E[U'(\cdot)] = E[U'(\cdot) \tilde{p}] \quad (3)$$

En injectant l'équation (3) dans la condition (1), nous arrivons à :

$$p_t \cdot E[U'(\cdot)] = c'(a) \cdot E[U'(\cdot)] \quad (4)$$

### Démonstration

$$\begin{aligned} (1) &\Leftrightarrow \frac{dE[U(\cdot)]}{da} = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) \cdot [p - c'(a)] f(p) dp = 0 \\ &\Leftrightarrow \int_0^{+\infty} U'(\cdot) p f(p) dp = \int_0^{+\infty} U'(\cdot) c'(a) f(p) dp \\ &\Leftrightarrow \int_0^{+\infty} U'(\cdot) p f(p) dp = c'(a) \cdot \int_0^{+\infty} U'(\cdot) f(p) dp \quad \text{car } c'(a) \text{ ne dépend pas de } p \\ &\Leftrightarrow E[U'(\cdot) \tilde{p}] = c'(a) \cdot E[U'(\cdot)] \quad (4') \end{aligned}$$

En introduisant l'équation (3) dans la (4'), nous obtenons l'équation (4) :

$$E[U'(\cdot) \tilde{p}] = p_t \cdot E[U'(\cdot)] = c'(a) \cdot E[U'(\cdot)] \quad (4)$$

Or, comme  $E[U'(\cdot)]$  est strictement positive, car  $U(\cdot)$  est une fonction monotone croissante de la richesse, l'équation (4) devient :

$$p_t = c'(a) \quad (5)$$

L'équation (5) nous indique que le choix du niveau de production  $a$  se fait indépendamment à la fois du choix de  $a_t$  (la quantité vendue sur le marché à terme) et de la valeur du prix du marché au comptant,  $p$ . Le seul élément pertinent pour ce choix est le prix qui prévaut sur le marché à terme,  $p_t$ . Le producteur risquophobe choisit sa quantité en ne se basant que sur des paramètres certains qui sont le prix de marché à terme et sa fonction de coût de production.

En revanche, le choix de  $a_t$  est influencé par l'incertitude sur  $\tilde{p}$  et par le degré d'aversion pour le risque du décideur (L. EECKHOUDT et C. GOLLIER). En effet, l'équation (3) peut s'écrire :

$$p_t = E(\tilde{p}) + \frac{\text{cov}(U'(\cdot), \tilde{p})}{E[U'(\cdot)]} \quad (6)$$

### Démonstration

$$(3) \Leftrightarrow p_t \cdot E[U'(\cdot)] = E[U'(\cdot) \tilde{p}]$$

Or, une des propriétés de la covariance nous amène à la formule suivante :

$$E[U'(\cdot) \tilde{p}] = E[U'(\cdot)] \cdot E(\tilde{p}) + \text{cov}[U'(\cdot), \tilde{p}]$$

D'où nous obtenons que:

$$p_t \cdot E[U'(\cdot)] = E[U'(\cdot)] \cdot E(\tilde{p}) + \text{cov}[U'(\cdot), \tilde{p}]$$

Comme  $E[U'(\cdot)]$  est strictement positive, cela nous donne :

$$p_t = E(\tilde{p}) + \frac{\text{cov}(U'(\cdot), \tilde{p})}{E[U'(\cdot)]} \quad (6)$$

La valeur optimale de  $a$  doit vérifier l'équation (5) donc nous avons :

$$a^* = c'^{-1}(p_t)$$

A l'optimum, la valeur de  $a_t$  doit être telle que l'équation (6) soit vérifiée. Deux cas sont alors à distinguer :

Cas n°1 :

Si  $E(\tilde{p}) > p_t$ , alors l'équation (6) n'est vérifiée que si  $\text{cov}[U'(\cdot), \tilde{p}] < 0$ , ce qui sera le cas si et seulement si un accroissement de  $\tilde{p}$  entraîne une chute de  $U'(\cdot)$ .  $U'(\cdot)$  étant décroissante en  $\tilde{w}_f$ , il faut qu'une augmentation de  $\tilde{p}$  entraîne une augmentation de  $\tilde{w}_f$ .

Or, d'après l'équation de détermination du profit  $\tilde{\pi}$ , une augmentation de  $\tilde{p}$  n'entraînera une augmentation de  $\tilde{\pi}$ , et donc de  $\tilde{w}_f$ , que si  $a^* - a_t^* > 0$ .

$a_t^*$  doit donc être fixé, dans ce cas, à un niveau inférieur à  $a^*$ . Mais, ce niveau ne doit pas être trop faible car chaque diminution d'une unité de  $a_t^*$  accroît le risque lié à la vente du bien sur le marché au comptant.

Cas n°2 :

Si  $E(\tilde{p}) < p_t$ , alors l'équation (6) n'est vérifiée que si  $\text{cov}[U'(\cdot), \tilde{p}] > 0$ , ce qui n'arrive que si une hausse du prix entraîne une diminution de la richesse finale  $\tilde{w}_f$ . Du coup, l'utilité marginale s'accroît. Cela n'est vérifié que si  $a^* - a_t^* < 0$ , c'est-à-dire que  $a_t^* > a^*$ . Ceci s'explique de la façon suivante. Si l'entreprise prévoit un prix du marché inférieur au prix du marché à terme ( $E(\tilde{p}) < p_t$ ), alors son intérêt est de vendre le maximum de sa production sur le marché à terme ( $a_t = a^*$ ) et même un peu plus que sa production optimale  $a^*$  ( $a_t^* > a^*$ ) car le surplus, elle pourra l'acheter sur le marché au comptant à un prix plus faible que  $p_t$ .

Dans ce cas là,  $a_t^*$  est fixé à un niveau plus haut que  $a^*$ , qu'elle vend à un prix  $p_t$  intéressant, et achète  $a_t^* - a^*$  à un prix plus faible sur le marché au comptant pour honorer ses engagements (L. EECKHOUDT et C. GOLLIER). Le risque, bien qu'atténué car elle vend  $a^*$

à un prix  $p_t$ , se trouve augmenté par cette opération d'achat de la quantité  $a_t^* - a^*$  sur le marché au comptant.

En résumé, l'entreprise choisit  $a^*$  indépendamment de  $\tilde{p}$  et uniquement par comparaison entre  $p_t$  et le coût marginal de production  $c'(a)$ . La firme s'intéresse ensuite au marché à terme. Elle fixe  $a_t^*$  en fonction de  $a^*$  et par comparaison entre  $p_t$ , sa prévision sur le prix du marché au comptant  $E(\tilde{p})$  et le risque induit par l'opération (le recours plus ou moins important au marché au comptant).

Nous pouvons conclure que le marché à terme augmente le bien-être du producteur. En effet, même s'il existe un marché à terme, la firme a toujours l'option de ne pas l'utiliser et de vendre toute sa production sur le marché au comptant, en s'exposant au risque de prix. Toutefois, si elle ne change pas ses plans, c'est qu'elle y trouve un intérêt et que son « espérance d'utilité » en est augmentée. Le marché à terme apparaît bien comme une formule supplémentaire de gestion des risques (L. EECKHOUDT et C. GOLLIER).

### Section 3) Les « Contracts For Differences » (CFDs)

#### §1) Les contrats bilatéraux standards « SBCs »

Rappelons tout d'abord quelques notions sur les contrats bilatéraux standards (SBC). Nous allons supposer que les parties signataires d'un contrat peuvent effectuer des échanges physiques directs.

Les deux principales caractéristiques d'un contrat bilatéral sont la détermination des quantités échangées et le prix auquel va se faire cet échange. Même si les quantités sont déterminées, si une des parties ne veut pas signer le contrat, elle est libre de le faire. On ne peut pas la forcer à signer. En revanche, une fois le contrat signé, elles doivent le réaliser. Par conséquent, des pénalités financières sont prévues et appliquées si l'une des parties est défaillante. Le demandeur doit payer pour la quantité d'électricité qu'il n'a pas achetée et l'offreur doit être pénalisé pour la quantité d'électricité non fournie. Ces pénalités sont là pour renforcer les « performances physiques » (« physical performances ») du contrat. Pour



simplifier, nous supposons que le contrat détermine un prix, une pénalité pour avoir réduit la demande et une pénalité pour une défaillance de l'offre.

Dans un contexte d'échanges nécessitant un réseau géré par un gestionnaire du réseau de transport (GRT), les contrats bilatéraux ont toujours ces « termes physiques et financiers », mais les pénalités pour les déséquilibres causés sont appliquées par le GRT plutôt que par les parties contractantes. En effet, les déséquilibres affectent directement les opérations du réseau, obligeant le GRT à le rééquilibrer, procédure généralement assez coûteuse.

En d'autres termes, un SBC spécifie les exigences pour réaliser à la fois les performances physiques et financières, lesquelles sont appelées dans le langage des contrats les « specific performances ». Les CFDs sont des substituts pour les SBCs qui peuvent être utilisés quand tous les intervenants doivent traiter avec un GRT et sont confrontés à des prix de marché spot. Comme nous allons le voir, ces contrats ne couvrent seulement que les « performances financières ».

## §2) Les CFDs (J. BUSHNELL et S. STOFT)

Nous allons maintenant présenter le fonctionnement et les avantages de ce type de contrat, les CFDs, qui peuvent être utilisés comme des opérations de couverture sur les marchés énergétiques. Une certaine analogie avec les swaps existent car ces deux moyens de couverture font intervenir le remboursement de la différence entre un prix contracté et le prix du marché spot.

Nous allons supposer qu'il existe un marché spot suffisamment développé qui permet aux « traders » d'acheter ou de vendre n'importe quelle quantité d'électricité à un prix spot uniforme. Cet achat ou cette vente ne tiennent pas compte du lieu où se trouvent les intervenants. Le prix est déterminé en fonction du montant désiré des échanges et le niveau des quantités échangées est déterminé par le prix spot dans un processus normal de fonctionnement du marché.

Le but des CFDs est de réduire ou d'éliminer l'incertitude liée aux variations du prix spot. Le prix spot est uniforme quelque soit la localisation (le nœud) des participants.

Imaginons un offreur, se situant à un nœud 1, et un demandeur, situé à un nœud 2, qui désirent échanger une quantité  $q$  d'électricité. Cet échange doit se faire à une date future, date pour laquelle le prix spot  $p$  est inconnu. Les participants désirent échanger cette quantité à un

prix  $p_c$ , déterminé à l'avance. Ceci peut être effectué par la signature d'un CFD dont la définition est la suivante :

Sous un CFD, le demandeur paiera au vendeur  $(p_c - p) q$ , où  $p_c$  est le prix déterminé par le contrat,  $q$  la quantité échangée prévue par le contrat et  $p$  le prix du marché spot.

Notons que si  $(p_c - p) q$  est négatif, alors le demandeur effectue un paiement négatif qui est, bien entendu, exécuté du vendeur vers le demandeur.

Si le demandeur achète la quantité  $q$ , alors son coût net sera  $p q + (p_c - p) q = p_c q$ . Ce coût est indépendant des actions de l'offreur.

Si l'offreur vend  $q$ , son revenu net sera  $p q + (p_c - p) q = p_c q$ . Ce revenu est indépendant des actions du demandeur.

L'offreur et le demandeur, en souscrivant un CFD, se sont couverts contre les actions de l'autre partie, actions qui pourraient affecter le prix du marché spot.

Comme nous le voyons ici, un CFD est un contrat bilatéral pour assurer des performances financières (couverture contre une variation de prix), et pas des performances physiques (rien n'est dit sur la livraison de l'électricité). Pour éviter des confusions, nous ne les nommerons pas par l'appellation de « contrats bilatéraux ». L'importance de spécifier seulement la performance financière ne peut pas être observée si les deux parties produisent ou achètent la quantité nominale  $q$  prévue au contrat. Ce n'est seulement que lorsqu'un des contractants n'offre ou ne demande pas la quantité  $q$  que le bénéfice potentiel de la signature d'un CFD apparaît. Dans le contexte présent, cela ne peut seulement se produire que lorsque le prix spot est en dessous des coûts de fourniture  $C$  de l'offreur, ou lorsque le prix spot est au dessus de la valeur d'utilisation  $V$  du demandeur.

Considérons le cas dans lequel l'offreur est défaillant, car le prix spot est en dessous de ses coûts de fourniture,  $C$ . Dans le cas d'un contrat bilatéral standard, l'offreur aimerait sous-traiter (« subcontract ») son obligation de fourniture à ce prix spot. Une pénalité est applicable à l'offreur qui a été défaillant et n'a pas pu servir la quantité prévue par le contrat. Cette pénalité peut excéder le prix spot pour chaque quantité non délivrée. Dans le cas d'un CFD, l'offreur recevra  $(p_c - p) q$ . Cette quantité est perçue comme une « récompense » (« reward ») versée à l'offreur lorsque le prix  $p$  est au dessous de  $C$ . En fait, la défaillance peut être délibérément choisie lorsque le prix  $p$  est inférieur aux coûts  $C$  dans le but de

capturer cette opportunité de profit. L'avantage d'un CFD réside dans sa possibilité de permettre à l'offreur, ou au demandeur comme nous le verrons par la suite, de capturer le bénéfice d'échanger sur un marché spot, sans gêner de quelque manière que ce soit l'autre partie.

Il y a une situation symétrique pour le demandeur. Dans le cas d'un contrat bilatéral standard, le demandeur est obligé d'acheter une quantité minimale sous peine de se voir imputer des pénalités. Dans le cas d'un CFD, si le prix spot est au dessus de sa valeur d'utilisation  $V$  de la quantité contractée, choisir de ne pas accepter cet achat sera récompensé par une prime égale au montant  $(p - p_c) q$ .

Ces relations sont résumées dans le tableau suivant, qui montre que les signataires d'un contrat qu'ils ne peuvent pas honorer ont intérêt à signer des CFDs plutôt que des contrats bilatéraux standards.

Conséquence d'une défaillance pour échanger un quantité spécifiée

		$P < C$	$P > V$
Offreur	CFD	Récompense = $(p_c - p)$	Echange = $q$
	SBC	Pénalité possible	Echange = $q$
Demandeur	CFD	Echange = $q$	Récompense = $(p - p_c)$
	SBC	Echange = $q$	Pénalité possible

Source : Article de J. BUSHNELL et S. STOFT

Ce tableau montre que si le niveau du prix spot convient aux deux parties, l'échange de la quantité  $q$  est acceptée. Cela n'affecte pas le paiement  $(p_c - p) q$  de l'acheteur vers le vendeur. Les deux parties peuvent même décider de modifier  $q$  sans que cela ne change ce paiement. Généralement, lorsque le prix spot est très bas, le producteur trouvera plus profitable d'arrêter de produire, tandis que, si le prix spot est trop haut, le demandeur

préfèrera stopper sa demande. Ce comportement est rationnel d'un point de vue économique et les contractants capturent les bénéfices de ce comportement rationnel. Dans le cas d'un contrat bilatéral standard, les gains issus des fluctuations du marché spot peuvent être limités. Pour cette raison, combiner un CFD avec un marché spot produit un contrat bilatéral synthétique qui peut offrir des avantages de court terme par rapport aux contrats bilatéraux standards. Ces avantages dépendront des pénalités de performance et des coûts de transactions, qui peuvent limiter la possibilité pour les acteurs de signer des contrats bilatéraux pour tirer avantage des prix favorables du marché spot.

Quand le réseau ne possède seulement qu'un seul prix spot, les CFDs permettent une meilleure sécurité que les contrats standards. Mais, si les prix spots sont utilisés pour gérer les congestions, et diffèrent donc entre le « nœud » de l'offreur et celui du demandeur, ces contrats échouent par rapport aux contrats bilatéraux pour fournir la certitude de l'accès d'une firme au réseau. En présence de congestions, il y a encore un problème dû à l'incertitude des prix à chaque nœud.

#### Section 4) L'utilisation des marchés à terme et des CFDs dans les marchés énergétiques

Ce sont sans nul doute les moyens de couverture les plus utilisés par les entreprises ou négociants énergétiques qui interviennent sur les marchés libéralisés. En effet, non seulement ils permettent d'atténuer les effets d'une variation des prix mais aussi ils assurent une certaine demande captive, du moins pour la durée du contrat.

Ces contrats sont utilisés sur tous les marchés (NETA, NORDPOOL, PJM), mais c'est sans doute sur le marché NORDPOOL que leur utilisation est la plus efficace.

C'est sur ce marché du NORDPOOL que l'ouverture à la concurrence s'est le mieux passée. Les échanges d'électricité se font pour une grande part sur le marché financier (CRE). De plus, un marché spécifique pour les opérations à terme s'est développé, il s'agit d'Eltermin. C'est un marché financier destiné à la couverture et à la gestion des risques liés à la vente et à l'achat d'électricité. Les contrats qui y sont négociés sont standardisés et les différences entre le prix du contrat et celui du marché spot sont réglées à l'échéance. Ces contrats n'offrent pas la même flexibilité que les contrats spots. Toutefois, ils sont largement utilisés par les acteurs

du marché spot, ainsi que par des acteurs purement financiers, ou sans base physique dans les pays nordiques. Deux types de contrats sont négociés: les futures et les forwards. Les premiers sont émis pour une durée allant de 4 semaines à 3 ans; les seconds sont négociés soit par saison (quatre mois) soit à l'année. Le volume du contrat standard est de 1 MW. Durant l'année 2000, 395 TWh se sont négociés sur Eltermin, soit 95% des volumes consommés dans la zone du NORDPOOL (E. AMIC).

Sur le marché anglais, les acteurs se sont efforcés de neutraliser au maximum le mécanisme de fixation centralisé des prix du pool. Ils ont donc conclu des contrats financiers visant à se couvrir mutuellement des différences par rapport aux prix du pool. Ces CFDs constituaient "un instrument très répandu pour réintroduire une forme de liberté contractuelle entre les acteurs et geler le volatilité du prix du pool" (CRE). Un volume représentant 90% de la production, selon Ofgem, était échangé par contrats, ce qui ne favorisait pas le développement de la concurrence, que le pool était censé encourager. De plus, les acteurs n'avaient pas confiance dans le prix déterminé par le pool, "qui faisait la part trop belle aux producteurs issus de la privatisation de l'ancien monopole public" (E. AMIC). Cette absence de confiance a été l'une des raisons à la difficulté du développement des contrats à terme.

C'est pour cela que les autorités de régulation ont modifié le pool et ont créé le NETA. Ses principes de base sont:

- la liberté contractuelle: les acteurs souhaitant acheter ou vendre de l'électricité en signant des contrats peuvent le faire librement.
- les limitations du champ du marché administré: ce marché administré et régulé doit se limiter au mécanisme d'ajustement proprement dit, c'est à dire au très court terme.
- l'évolution de ce marché administré vers un fonctionnement plus proche de celui d'un vrai marché financier.

Le PJM, opérateur de système indépendant couvrant six états américains (Pennsylvanie, New-Jersey, Maryland, Delaware, Virginie et le district de Columbia), ne possède pas de marché à terme de couverture. Il est totalement absent du secteur des marchés de l'électricité à terme. Les opérateurs désirant conclure des accords de ce type devaient se retourner vers les plates-formes de négociation existantes, comme le NYMEX de New-York, dans lequel un compartiment où sont négociés des options et contrats à terme a été créé en Avril 1996, ou le CBOT de Chicago (CRE). Mais, compte tenu du faible succès de ces

marchés organisés, ces opérateurs préfèrent utiliser, lorsque c'est possible, le canal des courtiers (transactions de gré à gré, négociations d'options OTC, chez des traders).

Le PJM assure directement le règlement financier des opérations nouées sur les plates-formes financières de négociation qu'elle gère, mais n'assume pas le risque financier de contrepartie, en cas de défaillance d'un intervenant. Si cette situation se produit, les charges en résultant seraient réparties sur l'ensemble des membres du marché (CRE).

La participation à l'échange à l'aide d'une bourse est volontaire, contrairement au marché californien où les entreprises publiques devaient se fournir sur le CalPX. De ce fait, la plupart des échanges américains se font désormais hors bourse, par des contrats bilatéraux. Les échanges ont un montant considérable (10000 TWh) et "ont complètement déserté le NYMEX pour se reporter sur le marché de gré à gré ou sur les plates-formes électroniques" (E. AMIC).

## CONCLUSION

L'ouverture des marchés à la concurrence et les mutations institutionnelles qui l'accompagnent changent la vision et la gestion des risques auxquels l'entreprise doit faire face. L'incertitude sur la demande et sur la part de marché de l'entreprise est accentuée par cette libéralisation. L'entreprise n'est plus sûre de la part de la demande qu'elle devra servir. En effet, il n'y a plus agrégation de toutes les demandes des clients en une seule demande individuelle s'adressant à la firme. Des clients peuvent décider de s'approvisionner auprès d'un autre fournisseur. Nous assistons donc à l'apparition de plusieurs demandes individuelles qui vont chacune vers l'opérateur le mieux à même de satisfaire les attentes des consommateurs éligibles. En conséquence, les choix des investissements doivent se faire dans un univers de plus en plus hostile, et l'erreur de prévision ou un mauvais choix ont des conséquences importantes en termes de compétitivité dans un environnement concurrentiel. L'entreprise a besoin de mettre en place « une ingénierie en matière de choix et de mode d'exploitation des investissements où, par exemple, la flexibilité des centrales est maintenant un atout essentiel si on la valorise au mieux dans les marchés de court terme. De manière générale, les options réelles sont devenues la manière de penser les investissements » (J.P. HANSEN). Il faut penser à la théorie des options réelles lorsque se posent des problèmes de choix en incertitude, lorsque la décision d'investir comporte un certain degré d'irréversibilité, devenant ainsi un élément stratégique (M. JAEGER). C'est le cas d'un investissement dans des capacités de production ou de stockage pour l'électricité ou le gaz. Si une entreprise ne réalise pas les investissements nécessaires pour la satisfaction de sa demande individuelle et ses ambitions de croissance, sa part de marché risque de diminuer. L'attente pour la réalisation d'un investissement peut être source de perte de compétitivité. En situation de concurrence, un autre opérateur peut capter l'opportunité d'investir et s'approprier ainsi une demande supplémentaire. Dans un environnement concurrentiel, une entreprise, pour qu'elle puisse attendre le meilleur moment pour investir, doit : soit disposer d'un certain pouvoir de marché, soit se trouver dans une situation où aucun opérateur ne peut réaliser l'investissement en question. Si ce n'est pas le cas, les occasions doivent être saisies car elles peuvent ne plus se représenter.

Les surcapacités deviennent également un problème pour l'opérateur. Elles sont nécessaires pour la satisfaction de la demande mais aussi pour l'équilibre du réseau. Il faut donc que les

autorités de régulation et le GRT permettent une juste rémunération de celles-ci, afin que les opérateurs les conservent. Mais, cette rémunération doit être adaptée pour décourager les éventuelles tentatives d'exercice d'un pouvoir de marché de la part des opérateurs. Certains opérateurs, si le taux de rémunération des surcapacités est trop élevé, pourraient diminuer le nombre de centrales en fonctionnement, les faisant passer pour des surcapacités (S. PULLER). Cela aurait pour conséquence une augmentation de leurs profits et engendrerait du même coup une augmentation du prix sur le marché spot car l'offre en serait diminuée.

Le marché électrique n'est pas un marché parfait ni complet, car le transport est limité et le stockage n'est pas possible (J.P HANSEN). Les déséquilibres entre l'offre et la demande entraînent des variations de prix qui peuvent être assez importantes. Les entreprises essaient de se couvrir contre ces variations des prix. Une « ingénierie financière » (J.P HANSEN) doit se développer. « Puisque le produit physique est difficile à « trader », vu ses spécificités, un commerce de produits financiers s'est développé, analogue des produits dérivés que l'on rencontre sur les marchés financiers, mais dont les méthodes de valorisation ne peuvent pas être importées par simple transfert de « know-how ». La saisonnalité, la volatilité stochastique, les discontinuités, les difficultés de calculer les primes de risque du fait des faibles liquidités, voilà autant d'éléments qui plaident pour le développement d'outils spécifiques au secteur, et qui sont au carrefour des mondes de l'électronique, de la microéconomie et de la finance » (J.P HANSEN).

Les moyens de couverture traditionnels sont difficiles à utiliser sur le marché de l'électricité. En effet, ce marché est naissant et encore très étroit (J. BERGOUGNOUX). Les liquidités et les volumes échangés ne sont pas assez importants pour permettre aux outils de couverture les plus performants de se développer. Les futures ou les options nécessitent la création et le développement de marchés organisés, échangeant des produits standardisés sous la direction d'une institution spécialisée, la chambre de compensation. Des intervenants spécialisés dans la gestion des risques seraient nécessaires, comme les « traders », pour que les entreprises aient les moyens d'utiliser les produits de couverture, dérivés des marchés financiers, les plus efficaces. Le marché européen étant récent, ces « traders » ne sont pour l'instant pas très nombreux, sauf sur le NORDPOOL. C'est pour cela que les contrats à long terme (forwards) sont ceux qui sont les plus utilisés. Ils ne nécessitent pas une infrastructure de marché développée pour leur conclusion. Les entreprises énergétiques y ont de plus en plus recours. Toutefois, celles-ci n'ont pas intérêt à agir que sur ces marchés à terme. Il est plus optimal pour une entreprise de réaliser une partie de ses transactions sur le marché à terme et



l'autre partie sur le marché spot, pour profiter d'une éventuelle variation profitable du prix tout en se couvrant. Elles peuvent ainsi mieux ajuster les factures de leurs clients en les faisant bénéficier des variations favorables du prix spot. Cet ajustement est nécessaire car il peut être à l'origine de la fidélité des clients pour un fournisseur (S. BORENSTEIN). Seul le marché NORDPOOL semble, pour l'instant, posséder un développement suffisant pour que tous les modes de couverture soient appliqués de la meilleure des façons. C'est un marché performant, qui pourrait servir de modèle pour la constitution d'un marché européen de l'électricité (E. AMIC).

L'apparition de ces risques est récente, de même que leur prise en compte par les entreprises. Elles vont devoir s'y adapter et les gérer de manière optimale. Cette gestion risque de prendre une importance capitale dans le développement du marché et des entreprises. Bien déterminer le niveau de la demande, le moment opportun et le bon montant des investissements, les arbitrages entre marché spot et marché à terme et le choix des moyens de couverture les mieux adaptés à l'environnement changeant, va devenir un enjeu majeur des marchés électriques et gaziers futurs.

## **BIBLIOGRAPHIE**

ABEL A., 1994, « Optimal investment under uncertainty », American economic review, Décembre 1994

AMIC E., 2001, « L'ampère et le fléau », Revue de l'énergie, n° 526, Mai 2001

AYOUB A., 2001, « Mondialisation, déficit démocratique et réglementations internationales dans le secteur de l'énergie », Colloque international du réseau MONDER, « Mondialisation-Energie-Environnement », Juin 2001

ANGELIER J-P., 1997, « Economie industrielle : une méthode d'analyse sectorielle », Presse Universitaire de Grenoble, 1997

BATAIL J., 2000, « Sens et portée de la nouvelle organisation électrique française », Revue de l'énergie, n° 514, Février 2000

BAUDRU D. et MORIN F., 1999, « Gestion institutionnelle et crise financière. Une gestion spéculative du risque. », Conseil d'Analyse Economique, « Archives Financières Internationales », n°18, 1999

BERTHON J. et GALLAIS-HAMONO G., 1994, « Les options négociables », PUF, 1994

BERNARD J.T., DUPERE M. et ROLAND M., 2001, « Entreprise de propriété publique ou mixte en commerce international », Département économique, Université de Laval, Québec, 14 Mai 2001

BERGOUGNOUX J., 2000, « Les services publics en réseau face à la concurrence : vers de nouvelles régulations », La lettre du management public, n° 25, Janvier-Février 2000

BERNSTEIN P.L., 2001, « The enlightening struggle against uncertainty », Financial Times, 25 Avril 2001

BORENSTEIN S., 2001, « The trouble with electricity markets (and some solutions) », University of California Energy Institute, Janvier 2001

BORENSTEIN S. et BUSHNELL J., 2000, « Electricity restructuring : Deregulation or Reregulation ? », University of California Energy Institute, Février 2000

BRENDER A., 1999, « Les marchés ne servent-ils qu'à spéculer ? », Revue de la CFDT, n°26, Décembre 1999

BUSCHNELL J. et STOFT S., 1996, « Transmission et generation investment in a competitive electric power industry », University of California Energy Institute, Janvier 1996

CHARREAUX G., 2000, « Gestion financière », édition Litec, 6<sup>ème</sup> édition, 2000

COBBAUT R., 1997, « Théorie financière », Economica, 4<sup>ème</sup> édition, 1997

COHENDET P. et LLERENA P., 1989, « Flexibilité, information et décision », Economica, 1989

DEVOLDER P., 1993, « Finance stochastique », collection actuariat, 1993

ECKHOUDT L. et GOULLIER C., 1992, « Les risques financiers », Ediscience international, 1992

FOX J., 2000, « Profits, Darwinism, and the Internet », Fortune, 6 Mars 2000

GUILLERMINET M-L., 2001, « La décision d'investissement en électricité et son financement dans un environnement institutionnel en mutation », Colloque international du réseau MONDER, Juin 2001

HANSEN J-P., 2001, « Les enjeux de la libéralisation du secteur de l'électricité », Revue de l'énergie, n° 525, Mars-Avril 2001

HENRY C., 1974, « Investment under uncertainty : the irreversibility effect », American economic review, Décembre 1974

HYAFIL A., 1991, « Décision stratégiques et valeur de la firme », Revue française de gestion, n°82, Janvier-Février 1991

JAEGER M., 1996, « Le concept et les modèles d'évaluation d'options réelles : domaine, enjeux et limites », Economie et Société, série Sciences de gestion, n°22, Octobre 1996

JUSTENS D. et SCHYNS M., 1997, « Théorie stochastique de la décision d'investissement », De Boeck Université, 1997

KHABER R., PARISOT C. et MOURIER J-L., 2001, « Un surinvestissement aux Etats-Unis ? », Le point de conjoncture, 25 Janvier 2001

LANOUE R., 2001, « Energie et environnement : les enjeux des prochaines décennies », Colloque international du réseau MONDER, Juin 2001

LEPERCHE B. et BELLAIS R., 2000, « Entrepreneurs innovateurs, capital risque et croissance des grandes entreprises », Innovation, cahier d'économie de l'innovation, n°12, Février 2000

LESOURNE J. et STOFFAES C., 1996, « La prospective stratégique d'entreprise », InterEdition, 1996

MARTEAU D., 1997, « Gestion des risques sur opération de marché », édition Eska, 1997

NAVATTE P., 1998, « Finance d'entreprise et théorie des options », Economica, 1998

PERCEBOIS J., 1999, « L'apport de la théorie économique au débat énergétique », Revue de l'énergie, n°509, Septembre 1999

PERCEBOIS J., 2001, « Les missions des régulateurs de service public dans un environnement dérégulé : objectifs, contraintes, moyens », Colloque international du réseau MONDER, Juin 2001

PERCIE A-M., 1999, « Risque et contrôle du risque », *Economica*, 1999

PULLER S., 2001, « Pricing and firm conduct in California's deregulated electricity market », University of California Energy Institute, Janvier 2001

QUILES J-J., 2000, « l'incertitude et le risque : à propos de Frank Knight (1885-1972) », Document pour l'enseignement économique et social, n°122, Décembre 2000

REINAUD G., 2000, « Les méfaits d'une libéralisation incomplète », *Conjonctures*, n°3, Mars 2000

RUTTIENS A., 2000, « Manuel des produits dérivés », édition Eska, 2000

SALANIE B., 1998, « Microéconomie : les défaillances du marché », *Economica*, 1998

SALANIE B., 1994, « Théorie des contrats », *Economica*, 1994

SIMON Y., 1997, « Les marchés dérivés : origine et développement », *Economica*, 1997

TIROLE J., 1995, « Théorie de l'organisation industrielle », Tomme 1 et 2, *Economica*, 1995

VARIAN H.R., 1995, « Analyse microéconomique », De Boeck, 1995

WRIGHT P., 2001, « Less electricity liberalisation is better for you ? lessons from California and the UK », Energy studies program, University of Sheffield, Avril 2001

« Rapport sur le mécanisme d'ajustement des flux électriques par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (GRT) et sur la création en France d'un marché de l'électricité », Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), Septembre 2000

« An overview of the New Electricity Trading Arrangements », Ofgem, dti (Department of Trade and Industry), 31 Mai 2000

## **ADRESSES INTERNET**

<http://www.cerna.ensmp.fr>

<http://www.cre.fr>

<http://www.ucei.org>

<http://www.ofgem.gov.uk>

<http://www.iea.org>

<http://www.industrie.gouv.fr>

<http://www.rte-france.com>

<http://www.rppi.org>

<http://www.online.ftenergy.com>