

Coût de transaction et système de pénalité

(Version préliminaire et incomplète)

Introduction:

La thèse que nous défendons est que les vides contractuels relatif au systèmes de pénalités engendre une renégociation ex-post des pénalités. Les renégociations ex-post sont très coûteuses et l'ajustement des pénalités est une source non négligeable de coûts de transaction qu'il faut prendre en compte dans l'évaluation de l'efficacité organisationnelle d'une transaction.

Les questions auxquelles nous souhaitons répondre sont les suivantes:

- Quelles sont les spécificités des pénalités figurant dans un contrat de concession de production d'électricité ?

Dans quelle mesure leur réalisation ex-post est-elle incertaine?

- Peut-on évaluer les coûts de transaction relatifs à cette forme d'incertitude?

La structure de l'article est par conséquent la suivante:

Dans la section 1, nous rappelons les propositions de la théorie des coûts de transaction concernant la nécessité d'un système de pénalités comme palliatif aux incomplétudes contractuelles.

La section 2 est ensuite consacrée à l'analyse des spécificités des pénalités. Nous mentionnons que la réalisation ex-post de ces pénalités est entachée d'incertitude i.e que les pénalités ex-post ne seront pas forcément celles établies ex-ante dans le contrat de concession.

Nous cherchons alors dans la section 3 à établir un modèle réduit nous permettant d'estimer les coûts de transaction inhérents à l'ajustement des pénalités ex-post.

Section I : Le système de pénalités un palliatif aux Incomplétudes contractuelles.

L'objet de cette section est d'exposer le cadre théorique dans lequel les pénalités sont présentées selon la théorie des coûts de transaction et de s'interroger par la suite sur les éléments qui sont à l'origine d'un système de pénalité dans un contrat inter-entreprises.

1-1- Sources d'incomplétude contractuelle:

La théorie des coûts de transaction avance deux hypothèses fondamentales pour expliquer l'incomplétude contractuelle l'une comportementale rationalité limitée des acteurs, l'autre environnementale i.e l'incertitude...

L'asymétrie d'information entre les contractants et les instances chargées de l'exécution des contrats vient simplement conforter ces deux hypothèses dans l'analyse de l'incomplétude contractuelle (M'haned Fares et stéphane saussier 2002).

Les promoteurs de cette théorie soutiennent que tous les acteurs (les contractants et le juge) ont une rationalité limitée. Cette rationalité est bornée au sens de simon (1947-1976).Ceci signifie que les agents ont des capacités de calcul limitées.

Ces agents agissent dans un univers incertain dans le sens ou la structure de l'ensemble des problèmes pouvant Survenir dans cet univers leur est a priori inconnue pour assurer leur coordination malgré l'incomplétude de leurs contrats, les agents doivent, d'une part, prévoir des procédés pour décider ex post des actions de chacun, d'autre part, mettre en oeuvre des moyens pour assurer ex post l'exécution de leurs engagements» (Brousseau et glachant 2000).

Dans ce cadre le contrat met en place un ensemble de mécanismes de supervision et de coercition pour s'assurer que les parties respectent l'engagement qui les lie. Williamson (1985) insiste sur les clauses de sauvegarde comme moyen permettant d'encadrer ainsi la stabilité de la relation contractuelle. Dès lors les clauses de sauvegarde sont définies dans la théorie des coûts de transaction comme des mécanismes assurant un minimum de sécurité aux contractants et permettant aux parties de s'adapter aux contingences imprévues.

Des clauses de pénalités et de récompenses peuvent être ainsi prévues à fin de réaligner les incitations et de stabiliser les relations nécessitant le développement d'actifs spécifiques (Williamson 1996).

Dans un contrat donné les clauses de pénalité font donc partie intégrante des clauses de sauvegarde. Elles sont indispensables pour assurer la stabilité de la relation contractuelle ex post en permettant l'adaptation aux contingences futures.

Lors de la mise en oeuvre du contrat les parties contractantes se trouvent confrontées à la rationalité limitée des tiers chargés de faire respecter le contrat. Elles chercheront alors à mettre en place leur propre système d'encadrement des contrats. Dans plusieurs cas, les parties peuvent mettre au point des solutions beaucoup plus satisfaisantes pour régler leurs différends que ne le ferait une cour de justice. Établir un système de pénalité fait partie des solutions permettant de régler les différends pouvant se manifester ex post (Williamson 1985 et 1996). C'est un des éléments de « l'ordre privé » créé par le contrat.

1.2-Incertitude et système de pénalité

En se conformant aux propositions de la T.C.T l'incertitude entourant la réalisation future d'une transaction peut être réduite moyennant un système de

pénalités prévoyant les manquements possibles et éventuels des contractants à leurs engagements.

Nous allons essayer d'inventorier quelques sources possibles d'incertitude et observer si on peut leur faire correspondre des pénalités différentes dans le cas de la production d'électricité.

a- La complexité du service

La complexité du service à fournir fait de la transaction une bonne candidate à l'incertitude (BALDWIV ET CAVE 1991).

L'offre d'électricité est caractérisée par quatre contraintes techniques. Elle ne se stocke pas, ce qui implique qu'il faut qu'elle soit produite transportée et distribuée au moment même où on la consomme. L'électricité n'est pas identifiable, on ne peut pas la suivre point à point quand elle est mise en circulation sur des réseaux communs. La gestion des réseaux implique souvent pour des raisons de sécurité et / ou de congestion l'arrêt ou la mise en route de centrales pour des raisons strictement techniques. Enfin la diversité présente des technologies et des coûts de fonctionnement pour produire l'électricité est grande, de l'hydroélectricité, au charbon en passant par le pétrole et le gaz. De part même sa nature l'électricité est un service complexe. Toute transaction y afférant doit spécifier clairement la nature du service fourni (JOSKOW 1986). Dans le cas des transactions d'électricité que nous étudions (à savoir la production d'électricité par une entreprise privée (la C.P.C) et sa vente exclusive à une entreprise publique (STEG) dans le cadre d'un contrat de concession) la spécification des caractéristiques techniques de la centrale ainsi que de la qualité du service fourni sont précisés dans un cahier des spécifications et conditions techniques. Ainsi le contrat précise notamment :

- l'étendue du travail
- la description du projet

- les critères de conception
- les normes et codes
- les performances de garantie
- les équipements principaux et systèmes mécaniques
- les systèmes électriques et équipements
- les systèmes de contrôle
- la garantie essais et inspection

Bien que la multiplicité des spécifications incluses dans le contrat facilite la définition de la transaction de fourniture d'électricité, il n'est pas possible quand il s'agit d'un service complexe de prévoir toutes les défaillances futures, du fait de la rationalité limitée des agents éco, et de répertorier en avance toutes les causes possibles d'un éventuel dysfonctionnement (williamson 1985, 1996) et par conséquent d'établir une pénalité pour chaque défaillance possible .Du fait de la complexité de cette tâche les concessionnaires peuvent profiter des vides contractuels en jouant sur les situations qui ne sont pas mentionnées dans le contrat et négocier les pénalités qui leur seront imposées ex post ou renégocier les pénalités déjà imposées (1988)).

Ces coûts de transaction dûs aux adaptations contractuelles sont forcément générateurs d'un changement du revenu final du concessionnaire. Dès lors instaurer un système de pénalité ne peut être qu'un facteur réduisant l'incertitude entourant la transaction et non un facteur permettant l'élimination radicale de cette dernière

b) les facteurs à l'origine d'un système de pénalité :

Le degré d'incertitude entourant la réalisation future des transactions dans le secteur électricité est, par définition, difficile à mesurer. On peut toutefois essayer d'inventorier les principales sources d'incertitude et leur faire correspondre les

pénalités qui doivent être prévues ex ante dans le contrat engageant le producteur d'électricité et l'acquéreur de ce service.

Retard dans l'achèvement des travaux :

La construction d'une centrale peut ne pas être achevée dans les délais convenus dans le contrat. Dans ce cas une pénalité de retard doit être prévue dans le contrat afin d'inciter le concessionnaire concepteur de la centrale à être fidèle à ses engagements et à dédommager le concédant des pertes encourues en cas d'éventuel retard dans l'achèvement des travaux.

Défaillances au niveau de l'exploitation et (ou) de la maintenance

Lors de la mise en oeuvre du service une centrale d'électricité peut présenter certaines défaillances au niveau de l'exploitation et (ou) de la maintenance. Pour cette raison des essais de performance devraient se dérouler chaque année sur accord mutuel des parties à une date aussi proche que possible de la date anniversaire de mise en service commercial. Il s'agit notamment d'un essai de puissance nette de la centrale (ou des groupes).

Si la puissance nette de la centrale mesurée est inférieure à la puissance nette garantie de la centrale le concessionnaire est redevable d'une pénalité de puissance au concédant.

L'indisponibilité du service :

En terme de demande l'électricité suit des variations cycliques plus ou moins bien connues et anticipées, au sein de cycles journaliers, hebdomadaires et annuels.

Ces fluctuations nécessitent donc une flexibilité de l'appareil productif, surtout dans les périodes de très forte demande.

Cette particularité de l'électricité fait que si le concessionnaire producteur d'électricité n'arrive pas à fournir à temps la quantité d'électricité demandée par

le concédant ce dernier risque d'avoir de grands problèmes d'indisponibilité (et par conséquent de dispatching) et encourt de ce fait de grosses pertes.

Ce type d'incertitude peut être réduit par l'instauration d'une pénalité d'indisponibilité qui sera versée par le producteur d'électricité à l'acheteur. Si des clauses contractuelles doivent prévoir ce type de pénalité dans le contrat c'est dans l'objectif de contraindre le concessionnaire (Producteur) à être fidèle à ses engagements et à dédommager le concédant (l'acheteur) des pertes encourues en cas d'indisponibilité de l'électricité.

Nous sommes donc amenés à conclure que les transactions de production et de fournitures d'électricité sont complexes, et par conséquent incertaines du fait de la nature même du service (JOSKOW 1996) mais cette incertitude peut être réduite moyennant un système de pénalité adéquat et adapté aux défaillances pouvant survenir lors des principales étapes encadrant ces transactions.

Bien que les pénalités mentionnées ci-dessus soient en général clairement définies dans les contrats de concession de production d'électricité, elles risquent de ne pas être versées en totalité *ex post* au concédant en cas de préjudice (expérience des pays asiatique, référence)

Vu la nature de l'engagement les liant les deux parties peuvent rentrer dans des phases de renégociation (CROCKER et MASTEN, 1988). En général le concessionnaire va essayer de se décharger d'une partie de la pénalité. Le concédant est acculé à négocier de nouvelles propositions car il ne peut rompre le contrat du fait de la spécificité des investissements engagés (williamson 1985). Il s'agit d'investissements coûteux et difficilement redéployables vers d'autres transactions qui verrouillent concédant et concessionnaire dans une relation de long terme .De ce fait les pénalités peuvent subir des ajustements *ex post* au moment de la mise en oeuvre u service.

Section II : Système de pénalité dans un contrat de concession de production d'électricité

L'objet de cette section est de présenter un système de pénalité dans un contrat de concession de production d'électricité entre deux entreprises, l'une publique la STEG l'autre privée: la CPC, ce qui nous permettra de relever dans quelle mesure la réalisation exposé de ces pénalités est incertaine.

La C.P.C. est le maître d'oeuvre de l'IPP (indépendant power product) de Radès qui a démarré sa production commerciale en mai 2002 et constitue jusqu'à présent la principale expérience de la Tunisie en matière de participation privée dans le secteur électricité.

L'abolition du monopole de la STEG sur la production d'électricité s'est faite par décret: le décret n° 96-1125 du 20 juin 1996 «fixant les conditions et les modalités d'octroi de la concession de production d'électricité à des personnes privées, appelées productions indépendantes d'électricité a pour objet d'autoriser des personnes privées à produire de l'énergie électrique en vue de sa vente exclusive à la STEG dans le cadre d'un contrat conclu entre les deux parties ».

Comme le mentionne le décret ci-dessus l'énergie électrique produite dans le cadre de la concession est destinée à être vendue exclusivement à la STEG mais cette dernière doit vendre le combustible nécessaire (gaz naturel ou gasoil) pour la production d'électricité à la CPC.

Le prix de cession de l'électricité comprend cinq composantes dont deux sont fixes:

- la composante fixe d'exploitation et de maintenance
- la composante fixe de puissance

Ce sont des composantes annuelles du prix de cession payable mensuellement par la STEG à la CPC. La première est composée de frais fixes liés à l'exploitation et à la maintenance de la centrale et à la gestion de la CPC. La deuxième comprend le service de la dette, la distribution des dividendes et le remboursement du capital ainsi que les taxes récupérables (TVA ...etc).

La troisième est une composante coût de combustible. Elle correspond au coût du combustible nécessaire à la production de l'électricité et doit être payée mensuellement par la STEG à la CPC.

Les deux dernières composantes sont variables : la quatrième comprend les frais sous-jacents à l'arrêt ou à la mise en route de la centrale et la cinquième regroupe toutes les autres composantes variables.

Bien que les composantes tarifaires soient clairement définies dans le contrat le prix payé en définitif au moment de la mise en oeuvre du service n'est pas forcément celui exposé ci-dessus. Le concessionnaire peut être redevable de pénalités en cas de retard dans l'accomplissement du projet ou au cas où la qualité du service fourni n'est pas conforme aux normes contractuelles. Les pénalités sont définies dans le contrat comme étant « les sommes devant être versées par la société de projet à la STEG dans des cas précis, prévus par les accords de projet en cas de manquement par la première à remplir ses engagements ». La STEG peut effectuer des déductions qui sont souvent source de conflits et de polémiques. Les déductions finales sont le résultat de ces négociations.

Nous avons pu relever 3 catégories de pénalités dans le contrat « STEG-C.PC-»:

- pénalité de retard
- pénalité d'essai initial
- pénalité d'indisponibilité

a- La pénalité de retard (p 23 du contrat)

Cette pénalité est versée par la C.P.C à la STEG au cas où elle ne peut respecter la date contractuelle de mise en service commerciale spécifiée dans le calendrier du projet (ou son report) pour cause de retard à terminer la centrale. Cette pénalité s'élève à 67000 \$ par jour et ce pour chaque jour de retard.

(La réalisation exposée de cette pénalité est incertaine : explications).

b - Les Pénalités initiales pour le démarrage ou encore appelées pénalités d'essai initial (p18-19.20 du contrat)

Pour que la mise en service commerciale soit autorisée des essais de performance doivent être menés. Ces essais concernent d'une part la puissance nette garantie de la centrale et des groupes d'autre part la consommation spécifique garantie de la centrale et des groupes. Si les essais ne sont pas concluants la C.P.C disposera de 90 jours pour réaliser les réparations nécessaires à ses frais.

Si après les réparations et après avoir recommencé les essais de performance les défaillances persistent des pénalités seront versées par la C.P.C à la STEG.

Les pénalités sont appliquées si la puissance nette du groupe ou de la centrale est inférieure à la valeur garantie correspondante ou si les consommations spécifiques de la centrale et ou des groupes dépassent la valeur garantie correspondante. Les pénalités diffèrent selon les sources énergétiques :

Pour les essais au gaz naturel.

-Si la puissance nette réelle (PNR) est supérieure ou égale à 98% de la puissance nette garantie (PNG) , une pénalité unique de 1200\$ par kilowatt basée sur la différence entre la PNR et la PNG doit être versée à la STEG.

- Si la PNR est supérieure à 93% de la PNG la pénalité aura deux composantes:

- la première est d'un montant fixe obtenu par application de la pénalité unique (1200\$ par kw) à la puissance non disponible entre 98% et 100% de la PNG

- la deuxième s'attache directement à la réduction des composantes tarifaires.

Elle concerne la réduction de la composante fixe de puissance (C.F.P) et la composante fixe de maintenance (C.F.E.M). Cette réduction est proportionnelle à la différence entre la PNR et 98% de la PNG.

Soit: $(CFP + CFEM) \cdot (0,98 PNG - PNR) / 0,98 PNG$

(La réalisation ex post de cette pénalité est incertaine : explications).

c - La pénalité d'indisponibilité (p33.34.35.36 du contrat)

La pénalité d'indisponibilité comprend trois volets

- le premier consiste en un prélèvement annuel en cas d'indisponibilité de l'énergie sollicitée par la STEG

- le deuxième touche les composantes tarifaires fixes

- le troisième est relatif à un retard de déclaration de l'indisponibilité

L'expression «Kwh indisponibles » désigne les Kwh qui ne sont pas produits et entrent en déduction dans le calcul de la disponibilité annuelle.

Si pendant une année d'exploitation, la centrale (ou un groupe) subit des limitations de puissance ou des indisponibilités non programmées, alors la C.P.C devra verser à la STEG une pénalité d'indisponibilité pour chaque Kwh indisponible en cédant la franchise de Kwh indisponible pour la dite année d'exploitation égale à :

a- 44,36 millimes / kwh pour les kwh indisponibles pendant les heures de pointe

b- 19,02 millimes / kwh pour les kwh indisponibles pendant les heures de Jour

c- 7,62 millimes / kwh pour les kwh indisponibles pendant les heures de nuit

Si la disponibilité annuelle de la centrale est inférieure à la disponibilité annuelle garantie pour l'année d'exploitation de plus de 3,3%, la pénalité d'indisponibilité sera majorée de :

- 30% pour les Kwh indisponibles pendant les heures de pointe
- 15% pour les kwh indisponibles pendant les heures de jour.

La pénalité d'indisponibilité est calculée comme suit:

Si au cours d'une année d'exploitation le nombre de kwh indisponibles excède la franchise de kwh indisponibles la pénalité d'indisponibilité s'appliquera à la différence entre les kwh indisponibles et la franchise de kwh indisponibles.

La formule suivante montre le calcul de la pénalité d'indisponibilité :

$$P = \text{somme} (E_{Pi} \cdot P_i)$$

E_{Pi} : Énergie pénalisable, soit l'excédent de kwh indisponibles par rapport à la franchise de kwh indisponible au poste horaire i .

P_i : Pénalité d'indisponibilité applicable au poste horaire i en DT / kwh défini en a b c ci-dessus.

Ainsi si à titre d'exemple si l'indisponibilité concerne les heures de pointe et que l'excédent de kwh indisponible par rapport à la franchise de kwh indisponibles est de 10000 la pénalité d'indisponibilité sera:

$$10000 \times 44,36 \text{ millimes soit } 4423,6 \text{ dinars}$$

Le deuxième volet de la pénalité d'indisponibilité affecte les composantes fixes du tarif. Cette pénalité est appliquée dans les cas suivants:

- Si la C.P.C manque à fournir pendant plus de vingt quatre heures pour une raison autre qu'une panne imprévue de l'équipement, l'énergie nette selon un ordre de dispatching, pour une raison imputable à la C.P.C et non prévue dans le

cadre des accords de projet et ce malgré la disponibilité, du gaz naturel au point de livraison de gaz.

- ou bien si elle manque à stocker la gazoil et qu'en conséquence elle ne peut fournir l'énergie nette selon les ordres de dispatching.

Dans ces cas la STEG diminuera le montant versé pour les composantes fixes du tarif, jusqu'à ce qu'il soit remédié à la situation par la C.P.C. Les composantes fixes seront déduites d'un montant calculé comme suit :

$$\frac{CF \sum HEi (PNG - PNEi)}{HM . PNG}$$

CF : composantes fixes applicables pour le mois concerné

HEi : la durée de l'événement i exprimée en heures

PNG : Puissance nette garanties en Mw

PNE : Puissance nette effective durant l'événement i exprimée en Mw

HM : Nombre d'heures du mois concerné

Le dernier volet de la pénalité d'indisponibilité est applicable en cas de retard de déclaration de l'indisponibilité.

Si la C.P.C ne donne pas un préavis d'au moins 3 heures concernant une indisponibilité de puissance nette elle encourra des pénalités supplémentaires au taux de 100 D par heure pour chaque mégawatt de puissance nette indisponible. Ces pénalités courent de trois heures avant le constat d'indisponibilité jusqu'au rétablissement de la puissance nette déclarée.

(La réalisation expost de cette pénalité est incertaine : explications)

L'exposé de ces pénalités nous montre que le paiement final peut changer soit parce que la CPC a accusé un retard dans la construction de la centrale soit parce que l'essai initial n'a pas été concluant soit parce que les puissances nettes et (ou) les consommations spécifiques ne sont pas conformes à ce qui a été convenu dans le contrat soit par manquement à fournir l'énergie nette.

Ces pénalités sont souvent source de conflits et de renégociations exposé. Les pénalités effectivement payées sont le résultat de ces renégociations. Elles génèrent de ce fait des coûts de transactions (Williamson 1985 chapitre I) qui affectent le revenu des contractants.

Section III : Pénalités et coûts de transaction

Dans cette section nous utilisons les descriptions ci-dessus à fin de développer un modèle réduit permettant de retracer les coûts de transaction inhérents aux pénalités.

A notre connaissance, la détermination des coûts de transaction émanant des pénalités dans les contrats inter firmes n'a pas fait l'objet de plusieurs travaux empiriques dans l'optique de la théorie des coûts de transaction. Néanmoins les pénalités apparaissent dans les modèles traitant les différents aspects de l'incertitude qui entourent une transaction comme par exemple la détermination de la durée des contrats (CROCKER et REYNOLDS, 1993 ; Masten et Saussier, 2000) ou dans les modèles d'enchère.

Nous nous sommes inspirés du modèle de Crocker et Masten (1988)¹, dans la formalisation des profits de l'acheteur (le concédant) et du vendeur (le concessionnaire).

Comme nous l'avons exposé ci-dessus le concessionnaire (le vendeur) et le concédant (l'acheteur) établissent un contrat définissant ex ante les termes de

¹ Ces derniers traitent des déterminants de la durée des contrats et non des pénalités.

l'échange en précisant les paiements versés par l'acheteur dans le cadre du contrat (y) et les pénalités (R, E, I) infligées au vendeur en cas de non respect du contrat.

En supposant que les contractants ont une anticipation rationnelle concernant la distribution de chacune de ces pénalités nous pouvons les introduire additivement dans les fonctions de profit. Ainsi en l'absence de coûts de transaction le revenu du vendeur comprendra en plus des paiements versés par l'acheteur (y) la somme des pénalités $y + (-R) + (-E) + (-I)$

avec

R : La pénalité de retard

E : La pénalité d'essai initial

I : La pénalité d'indisponibilité

Il est tout a fait clair que le concessionnaire ne subit ces pénalités que dans le cas ou le service qu'il fournit n'est pas conforme aux conditions établies dans le contrat. S'il fournit le service requis le concessionnaire ne sera pas pénalisé, dans ce cas $R, E,$ et I seront nulles.

Ce pendant, en présence de coûts de transaction tels que la renégociation des pénalités expose le revenu du concessionnaire se verra transformé. Notons que les coûts de transaction peuvent être générés par différentes formes d'inefficacité telles que par exemple l'asymétrie informationnelle expose au moment ou des ajustements et des changements s'avèrent nécessaires (voir Bajari et Tadjis 2001, ou encore pour une autre approche des coûts de transaction voir Milgrom 1988). Les coûts de transaction peuvent ainsi être l'amalgame de plusieurs phénomènes tels que la renégociation, le mal adaptation, l'information, etc...

Nous avons choisi de présenter les coûts de transaction dans notre cadre d'analyse en introduisant des coefficients exprimant la proportion du surplus dissipé chaque fois qu'il y a un changement expose au niveau de trois composantes de la pénalité.

Les coefficients γ, δ et σ sont les mesures de ces pertes de surplus. Seul de concessionnaire supporte les coûts de transaction.

Nous pouvons écrire son revenu sous la forme suivante :

$$y - (1 + \gamma)R - (1 + \delta)E - (1 + \sigma)I$$

Ainsi, ces coefficients retracent une forme linéaire réduite et particulière des coûts de transaction inhérents aux changements exposés des pénalités. Bien que très simple, cette forme est utile dans le sens où l'absence de coûts de transaction serait révélée par les données si les coefficients estimés sont nuls. Si ce n'est pas le cas c'est que nous avons une indication concernant l'existence de coûts de transaction.

D'après ces hypothèses, les espérances de profit de l'acheteur (le concédant) et du vendeur (le concessionnaire) sont respectivement :

$$E(\pi \text{ acheteur}) = \int_0^{\tau} \left[\int_v^{\infty} (v - y) f(v) dv + \int_{-\infty}^{\bar{v}} R f(v) dv + \int_{-\infty}^{\bar{v}} E f(v) dv + \int_{-\infty}^{\bar{v}} I f(v) dv \right] e^{-\rho t} dt$$

$$E(\pi \text{ vendeur}) = \int_0^{\tau} \left[\int_v^{\infty} y f(v) dv - \int_{-\infty}^{\bar{v}} (1 + \gamma) R f(v) dv - \int_{-\infty}^{\bar{v}} (1 + \delta) E f(v) dv - \int_{-\infty}^{\bar{v}} (1 + \sigma) I f(v) dv \right] e^{-\rho t} dt$$

avec :

v : une variable aléatoire représentant la valeur, pour l'acheteur, de l'input fourni par le vendeur,

\bar{v} : La valeur de l'input à partir de laquelle l'acheteur accepte de réaliser la transaction dans le cadre d'un contrat d'une durée τ ,

$f(v)$: la fonction de densité de v ,

y : le paiement versé par l'acheteur, dans le cadre d'un contrat de durée τ

R : la valeur de la pénalité de retard

E : la valeur de la pénalité d'essai initial

I : la valeur de la pénalité d'indisponibilité

γ, δ, σ : les coûts de transaction avec

γ : la perte de surplus due à un changement ex post de la pénalité R

δ : la perte de surplus due à un changement ex post de la pénalité E

σ : la perte de surplus due à un changement ex post de la pénalité I

ρ : le taux d'actualisation

La maximisation de l'espérance du profit de l'acheteur sous contrainte d'un profit minimum k pour le vendeur s'obtient en optimisant le lagrangien suivant :

$$\text{Max } L_{(y,R,E,I)} = E(\Pi_v) + \lambda(E(\Pi_A) - k)$$

La résolution des conditions de premier ordre donne :

$$\frac{\partial L}{\partial y} = 0 \Leftrightarrow \lambda = 1$$

$$\frac{\partial L}{\partial R} = 0 \Leftrightarrow \gamma = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial E} = 0 \Leftrightarrow \delta = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial I} = 0 \Leftrightarrow \sigma = 0$$

Par conséquent, à l'optimum, les coûts de transaction supportés par le vendeur doivent être nuls ce qui suppose que ce dernier est fidèle à ses engagements et paye le montant exact des pénalités figurant dans le contrat.