

Université de Montréal

Centre de documents

SEP 14 1993

Sciences éco

**LES RELATIONS VERTICALES GERÉES PAR DES CONTRATS,  
ETUDE THEORIQUE ET  
APPLICATION AU CONTRAT D'ELECTRICITE ENTRE  
NORSK-HYDRO CANADA INC. ET HYDRO QUEBEC**

par

Karine Gobert

Département de sciences économiques

Faculté des Arts et Sciences

Rapport de recherche présenté à la faculté des études supérieures  
en vue de l'obtention du grade de  
Maître es sciences (M.Sc.)  
en sciences économiques

Août, 1993

©Karine Gobert, 1993

## PLAN

INTRODUCTION	1
<b>PARTIE I LA THEORIE DES RELATIONS VERTICALES</b>	
I LES RELATIONS VERTICALES	3
I-1 L'hypothèse des coûts de transaction	3
I-2 Les investissements spécifiques à la transaction	5
I-3 Des alternatives aux contrats	8
II LES TESTS EMPIRIQUES DE L'HYPOTHESE DES COÛTS DE TRANSACTION	11
III LE CONTENU DES CONTRATS	16
III-1 Les ententes sur les prix dans les contrats	16
III-2 Les autres clauses	22
<b>PARTIE II UN EXEMPLE, LE CONTRAT D'ELECTRICITE ENTRE HYDRO- QUEBEC ET NORSE-HYDRO CANADA INC.</b>	
I LE CONTRAT ET SON ENVIRONNEMENT	25
II DESCRIPTION DU CONTRAT	27
II-1 La validité du contrat	27
II-2 Les caractéristiques du bien échangé	28
II-3 Les accords sur les questions pratiques	29
II-4 Les engagements des parties	30
II-5 Les supports juridiques	31
II-6 Les formules de prix	32
III LES PARTICULARITES DU CONTRAT D'ELECTRICITE	37
CONCLUSION	41
BIBLIOGRAPHIE	

## INTRODUCTION

Une règle générale de prudence des firmes, en ce qui concerne la gestion de leur fourniture en input, est de s'assurer une flexibilité qui leur permette d'ajuster leurs approvisionnements en fonction des aléas du marché. Elles doivent pouvoir garder l'opportunité de faire varier leurs stocks de matières premières ou de produits intermédiaires selon l'évolution des prix de ceux-ci ou du prix de leur produit. Pourtant, on observe beaucoup de contrats de long-terme dans le cadre de l'approvisionnement en énergie. Les achats de gaz, charbon, pétrole ou électricité sont souvent réglés par des accords verticaux qui engagent acheteurs et fournisseurs pour de longues périodes sur les prix et les quantités échangées. Les possibilités de flexibilité qui correspondraient mieux à l'incertitude associée à des échanges dans le futur sont alors éliminées par les contrats de long-terme. Quels problèmes, au delà du degré de liberté recherché par les compagnies, peuvent exiger l'engagement ferme des échanges verticaux et aboutir à des contrats?

En général on accorde trois rôles aux contrats:

- Le partage entre les contractants du risque lié à la production et à l'incertitude sur les prix.
- L'étalement et la prévision des dépenses et revenus permis par un accord préliminaire et définitif sur les prix de vente.
- Une gestion de l'asymétrie d'information qui peut exister dans la relation verticale par un système de menaces, de vérifications et de punitions qu'on peut mettre en place à travers les périodes couvertes par le contrat.

L'étalement et la prévision des revenus est l'avantage qu'on trouve en contrepartie de la flexibilité perdue dans le contrat. On remplace la liberté d'adapter sa production en fonction des conditions de marché par l'assurance d'être toujours fourni en input à un prix raisonnable. C'est le mode de gestion de la firme et son appareil de production

qui détermineront si la flexibilité est préférable à un certain degré de certitude ou non. Le problème de l'asymétrie d'information se rencontre rarement dans le cadre des relations verticales. En général les caractéristiques et les modes de production du bien échangé sont bien connus des deux firmes ou du moins vérifiables par des contrôles de qualité. Un contrat n'aura pas à gérer un tel problème. Quant au partage de risque, il est assurément présent dès que deux firmes fixent pour l'avenir un prix d'échange sans connaître les prix futurs de marché. Elles se mettent à l'abri de pertes potentielles sur les prix tout en acceptant de renier des gains de même probabilité. Nous verrons qu'en plus de ces trois rôles, les contrats limitent les comportements stratégiques des firmes, qu'ils permettent à chacune de s'engager dans des productions sans craindre le retrait de son partenaire commercial.

Ce travail commence dans une première partie par étudier la littérature sur les contrats réglementant des relations verticales. Il cerne les causes de l'existence des contrats et explique leur forme et leurs particularités par la théorie des coûts de transaction. A la fin de cette partie, on relate des tests empiriques qui ont vérifié les hypothèses explicatives de l'existence et de la nature des contrats. Dans une seconde partie, on décrit un contrat de vente d'électricité en vigueur actuellement au Québec en le mettant en relation avec les conclusions tirées de la littérature. On expliquera les divergences de ce contrat par rapport aux postulats de la littérature. On verra ainsi que la forme des contrats dépend beaucoup du type des biens échangés et des conditions d'ordre stratégique et économique dans lesquelles ils ont été négociés.

# PARTIE I

## LA THEORIE DES RELATIONS VERTICALES

### I LES RELATIONS VERTICALES

Les relations verticales d'achat/vente d'un produit intermédiaire dans une production, peuvent prendre différents aspects. Elles peuvent se faire anonymement sur le marché courant du bien, s'établir officiellement dans un contrat entre l'acheteur et un fournisseur ou bien être facilitées par l'intégration de la firme en amont (fournisseur) par la firme en aval (acheteur) ou bien le contraire.

#### **I-1 L'hypothèse des coûts de transaction**

Dans la littérature, des auteurs comme JOSKOW et MULHERIN expliquent la forme des relations verticales par la théorie des coûts de transaction. Les coûts d'une relation verticale, outre les coûts de production, comprennent la charge d'administration de la relation avec l'acheteur ou le vendeur. Ces coûts de transaction sont les coûts de la négociation de l'échange, les coûts entraînés par l'obligation de respecter et de faire respecter les accords passés et les coûts subis si la relation est rompue. La relation en question devrait, d'après la théorie des coûts de transaction, être organisée de façon à minimiser les coûts. Si les coûts de transaction représentés par la difficulté de négocier sont élevés, il est intéressant de produire le bien soit-même plutôt que de l'acheter. Cependant, ce sont alors les coûts de production de la firme qui peuvent se trouver alourdis de façon disproportionnée par l'inefficacité de la production interne du bien intermédiaire. Si les coûts de transaction sont faibles, la firme aura intérêt à acheter le produit à une autre et non à le produire.

Les coûts de transaction sont influencés par:

- > l'incertitude ou la complexité qui interviennent dans la tractation.
- > les investissements spécifiques réalisés par une des parties ou par les deux.
- > les déséconomies associées à une intégration verticale
- > la fréquence des transactions qui va jouer sur les effets de réputation.

Dans les cas où il existe de l'incertitude et où les termes de la relation sont complexes, un contrat sera difficile à écrire et coûteux à faire respecter. En effet, un contrat est censé déterminer une action de la part des contractants dans toutes les situations possibles. Si l'incertitude qui pèse sur les échanges (incertitude en ce qui concerne les coûts de production et les prix de marché futurs ou les états de santé futurs des firmes en cause) est grande, il devient impossible lors de la négociation du contrat de prévoir une clause pour chaque état du monde possible car les coûts de transaction deviennent alors prohibitifs. Alors l'intégration verticale peut être vue comme la solution la plus avantageuse pour les firmes. La firme acheteuse du bien aura intérêt à le produire elle-même. Cependant cette solution entraîne des coûts de gestion importants dans la mesure où l'intégration d'une nouvelle activité pour laquelle la firme n'a pas d'expérience va alourdir l'administration de l'ensemble de la compagnie. De plus elle représente une perte en terme d'économies d'échelle si le bien est produit uniquement pour fournir la firme mère. Le passage par le marché est recommandé si les échanges sont répétés et si l'on craint les comportements opportunistes des éventuels partenaires parce que le marché punit les intervenants qui ne s'y comportent pas bien. Cependant, dans le cas où il existe des investissements spécifiques à la transaction, le passage direct par le marché s'avère être une mauvaise solution. Les investissements spécifiques à la transaction sont des investissements rendus nécessaires pour l'une ou les deux parties par l'échange lui-même. Ces investissements spécifiques à la transaction perdent toute ou partie de leur valeur si la relation cesse. Dans le cas où de tels investissements sont mis en place, il n'est plus possible de changer de fournisseur ou d'acheteur au gré des offres et demandes sur le marché. Alors, l'écriture d'un contrat entre les deux parties devient nécessaire.

En résumé, l'écriture d'un contrat dans le cas d'une relation verticale entre deux firmes s'explique par deux faits:

1- l'inefficacité de la production interne du bien concerné rend nécessaire l'achat du bien à une firme qui le produit à moindre coût.

2- certaines particularités du bien rendant nécessaires des investissements spécifiques à l'échange, celui-ci doit se faire entre des partenaires particuliers et ne peut s'établir directement sur le marché. Les deux firmes disposées à échanger s'entendent donc sur les détails de leur relation à travers un contrat.

## I-2 Les investissements spécifiques à la transaction

Les investissements spécifiques à la transaction sont un facteur déterminant des coûts de transaction. Dans le cas où les particularités du bien échangé nécessitent que son producteur ou son acquéreur réalise un type d'investissement qui perd sa valeur en dehors de la transaction, alors le bris de la relation entraîne un coût pour l'investisseur, coût qui fait partie des coûts de transaction.

Si chacune des deux firmes a réalisé un tel investissement qui la lie à son partenaire, alors aucune n'a intérêt à briser la relation ni n'a la possibilité de prendre avantage sur l'autre et de tirer parti de sa position. Par contre, si une seule des deux firmes s'est engagée dans un investissement de ce genre, on dit qu'elle risque d'être prise en otage par l'autre. En effet, ex-post, une fois que l'investissement est réalisé, la firme qui l'assume ne peut plus transiger avec un autre partenaire. L'autre firme peut alors exercer des pressions, marchandage ou chantage, afin de bénéficier de prix plus avantageux. Elle peut menacer d'entrer en relation avec un autre partenaire si ses conditions ne sont pas acceptées. Dans la littérature, ce genre d'attitude est appelée comportement opportuniste.

D'après ALCHIAN, CRAWFORD et KLEIN (1978), (ACK), l'existence d'investissements spécifiques génère des quasi-rentes qui entraînent des comportements opportunistes visant à se les approprier. Une quasi-rente est le surplus de valeur de

l'actif spécifique par rapport à la valeur qu'il aurait dans le meilleur emploi alternatif possible auprès d'un autre partenaire. ACK disent que ces quasi-rentes sont appropriables car une fois que l'actif est installé il est difficilement déplaçable ou tellement spécialisé que même si le prix payé à son propriétaire, en location de ses services, diminue, les services offerts ne diminuent pas parce qu'on ne peut pas les offrir à un autre. Dans ce cas l'utilisateur des services a une incitation à faire pression sur les prix pour s'approprier la quasi-rente.

Pour ACK, les attitudes opportunistes visant à s'approprier les quasi-rentes rendent les échanges inefficaces. Un moyen de supprimer ces attitudes est de procéder par intégration verticale. Mais lorsque l'arbitrage entre coût de production et coût de transaction recommande l'échange entre les deux firmes, alors celui-ci doit être organisé de façon à être le plus proche possible des conditions d'une intégration verticale. Pour cela un contrat de long-terme sera plus adapté qu'un contrat de court-terme, même si un contrat ne peut jamais être suffisamment complet pour prendre en compte toutes les éventualités et empêcher tout litige.

WILLIAMSON (1983) isole quatre types d'investissements spécifiques aux transactions qui peuvent entraîner des situations de prise en otage.

--*La spécificité du site*: acheteur et vendeur sont installés à proximité l'un de l'autre. C'est une situation qui permet de minimiser les coûts de transport du bien échangé mais qui est dangereuse pour l'un comme pour l'autre car les actifs une fois installés sont immobiles. Si l'un des deux fait défaut à l'autre, celui-ci se retrouve avec de lourds coûts fixes sans utilité. C'est le cas d'un investissement dans un "mine-mouth plant"

--*La spécificité des actifs physiques*: l'une des parties investit dans un actif physique spécifique à sa relation avec l'autre et qui est d'une moins grande valeur si elle change de partenaire. C'est le cas pour des centrales électriques qui sont étudiées pour fonctionner avec une qualité particulière de charbon. Une centrale conçue pour s'adapter à différents types de charbon supporte de moins grands risques de défaut d'approvisionnement.

--*Les actifs dédiés à la relation*: l'une des parties réalise un investissement général mais



qu'elle n'aurait pas fait autrement et qui lui est inutile si son partenaire abrège la relation. On peut classer dans cette catégorie tous les investissements visant à accroître la taille d'une firme en prévision de l'apparition d'un gros client.

--*La spécificité du capital humain*: la relation particulière entre l'acheteur et le vendeur fait que chacun d'eux acquiert une expérience qui ne serait pas forcément appropriée à un échange avec un autre partenaire.

Ces quatre formes d'investissement spécifique font que l'investisseur subit de graves pertes si son partenaire lui fait défaut. Celui-ci peut donc facilement adopter un comportement "opportuniste", c'est-à-dire qu'il peut profiter du fait qu'il tient l'investisseur en otage pour exercer un chantage et faire pression sur les prix. La firme qui a réalisé les investissements spécifiques a donc intérêt à s'assurer la fidélité de son partenaire soit en réalisant une intégration verticale (en l'achetant), soit en signant avec lui un contrat dans lequel chacun d'eux s'engage à rester en commerce avec l'autre. Ce contrat devra être écrit de façon précise pour éviter toute possibilité de comportement opportuniste ex-post. C'est l'hypothèse que l'on fait si l'on suit la théorie des coûts de transaction.

L'existence d'investissements spécifiques explique la naissance des contrats de vente dans les cas où l'intégration verticale est rendue impossible par l'inefficacité d'une production interne du bien par la firme qui l'utilise comme input de production. Elle explique aussi la forme que prennent les contrats signés. La nature des investissements entrepris va entraîner l'existence de clauses particulières visant à protéger l'investisseur contre un comportement opportuniste de son partenaire. On dira que de telles clauses sont justifiées par l'approche en terme de coûts de transaction dans la mesure où les investissements spécifiques sont un facteur déterminant des coûts de transaction. Nous relatons dans une deuxième partie les tests de la pertinence de cette approche. De même la durée des contrats établis sera positivement liée à l'importance des investissements spécifiques dans la mesure où plus les montants engagés sont grands, plus la firme qui les assume a intérêt à s'allier son partenaire pour une longue durée afin de les rentabiliser.

La théorie des coûts de transaction et en particulier la présence d'investissements spécifiques à la transaction sont des facteurs explicatifs de la formation et du type des contrats signés pour régler les relations verticales. Dans une deuxième partie, nous voyons comment JOSKOW et MULHERIN ont testé cette affirmation pour des transactions de ressources énergétiques.

### I-3 Des alternatives aux contrats

Le contrat qui est signé dans le cadre de relations verticales a deux rôles importants:

1- Il protège la firme qui a réalisé un investissement spécifique à la transaction, d'un éventuel comportement opportuniste ex-post.

2- Il opère un partage entre les deux parties, du risque lié à l'incertitude sur les prix à long terme. En fait, il permet un lissage des revenus des firmes contractantes en déterminant à l'avance les conditions de prix dans lesquelles elles transigeront dans le futur. Le contrat permet par exemple de garder des revenus élevés par rapport aux possibilités du marché quand les conditions générales sont défavorables et de compenser par des revenus plus faibles quand le marché est à la hausse.

Le contrat remplit imparfaitement ces rôles parce qu'il est toujours impossible de prévoir lors de sa rédaction toutes les contingences futures possibles et les solutions à y apporter. Aussi, on peut se demander s'il n'existe pas, pour les participants, une autre façon de s'assurer contre le risque de prix et de prise en otage.

#### \* La protection contre la prise en otage

On a vu que les possibilités de prise en otage sont dues à l'existence d'investissements spécifiques. Si l'une des firmes s'engage dans une dépense qui n'est utile que dans le cadre de sa relation avec une entreprise particulière, elle veut s'assurer de la participation durable de cette dernière à leur relation. La solution du contrat de long-terme est alors la seule envisageable; il n'existe pas d'autre moyen de s'attacher

durablement un partenaire sauf en l'intégrant directement dans sa propre entreprise.

La firme pourrait toutefois réaliser son investissement sans se lier légalement à son partenaire et chercher à couvrir d'une autre façon la perte potentielle associée à un comportement opportuniste de sa part. Elle pensera par exemple à se couvrir sur le marché du bien.

Imaginons une firme A: centrale à charbon très spécialisée dans l'emploi d'une qualité précise de charbon et une firme B: la mine qui fournit cette qualité. A a réalisé un investissement spécifique en spécialisant sa centrale dans l'utilisation du charbon de B. Si B n'est pas tenue par un contrat de livrer à A du charbon à un prix donné, il peut exercer un chantage sur les prix. Alors, si A cède au chantage et laisse à B toute la rente perçue sur sa production, elle fait peser sur les consommateurs finaux de la centrale le poids de la hausse des prix du charbon.

A peut-elle prendre des positions à terme sur le marché du charbon pour couvrir la perte due à l'accroissement des prix? En fait non car une couverture, dans ce sens, n'est réalisable que par une firme dont les positions au comptant sont faites en prix de marché. Les prix à terme évoluant dans le même sens que les prix comptant, il suffit de prendre à terme la position inverse de sa position comptant pour couvrir une perte. Mais dans notre cas, la firme B profite du caractère de monopole qui lui est conféré par l'investissement spécifique pour faire son prix. A ne peut donc pas se couvrir à terme puisque la perte au comptant à laquelle elle est exposée ne dépend pas de l'évolution des prix de marché. En prenant des positions à terme, elle prendrait des risques de prix supplémentaires.

#### \* La protection contre le risque de prix

La firme qui réalise un investissement à long-terme et qui envisage d'acheter un input particulier pendant une longue période peut redouter que les variations de prix de cet input dans l'avenir n'inversent la rentabilité de ses investissements. Peut-elle dans ce cas s'assurer sur le marché à terme du bien?

Si l'input recherché est coté sur le marché à terme, elle peut s'assurer des prix dans le futur en achetant tout de suite le bien à terme. Ceci ne lui permet pas de se couvrir

contre les variations du prix du bien mais elle pourra prévoir ses coûts futurs et planifier ses stocks en fonction des prix à terme aux diverses échéances. Cependant, en organisant de cette façon ses achats, la firme ne peut pas s'assurer à long-terme. Les marchés futurs sont ouverts à un horizon maximum de quelques trimestres, la firme ne peut donc pas réduire l'incertitude sur ses coûts de production à un terme plus long. Sur l'ensemble de la durée de vie de ses investissements, l'incertitude sur les prix de l'input demeure la même. Les marchés à terme permettent donc à la firme de diminuer le risque sur ses coûts à court-terme, mais à long-terme il n'y a qu'en signant un contrat avec son fournisseur qu'elle peut prévoir, bien qu'imparfaitement, le prix de ses inputs à long-terme.

De plus, la solution d'achat à terme des inputs sur le marché suppose que l'investissement spécifique qui nécessite l'achat d'un input particulier ne pose pas de conditions sur les qualités de ce bien. C'est-à-dire que ceci n'est réalisable que dans le cas d'un bien homogène que le marché peut fournir sans qu'on ait à se soucier de l'identité de son fournisseur. Cela suppose que les investissements spécifiques en jeu sont négligeables.

On peut imaginer sinon, que la firme réalise le lissage de ses revenus par le biais du marché financier plutôt que dans le cadre même de ses relations verticales. Elle peut en effet signer l'équivalent d'un contrat d'assurance avec un intermédiaire financier, celui-ci s'engageant à lui fournir des liquidités dans les périodes où ses flux de revenus sont faibles et à n'en attendre le remboursement que dans des périodes où les revenus de la firme le permettent. Généralement, on trouve peu d'intermédiaires financiers prêts à assumer un tel partage de risque. Cependant, on peut considérer que le jeu des émissions d'obligations sur le marché financier constitue un lissage de la consommation qui contrebalance bien le risque de prix. La firme peut, grâce au marché financier, émettre des emprunts quand le faible prix de son produit diminue ses revenus et rembourser ceux-ci, ou du moins sortir de sa trésorerie les sommes qui serviront à les rembourser, quand sa situation est meilleure.

Le passage par les marchés à terme ou par le marché financier ne constitue cependant pas une alternative au contrat de vente de l'input, dans la mesure où il peut

être complémentaire à un tel contrat. La firme aura intérêt à conjuguer les deux formes d'assurance, le marché financier lui offrant la liberté d'action qui lui est retirée par le contrat.

## II LES TESTS EMPIRIQUES DE L'HYPOTHESE DES COÛTS DE TRANSACTION

JOSKOW (1987) observe les contrats de charbon en vigueur aux Etats-Unis en 1979 et MULHERIN (1986) le marché du gaz naturel. Ils notent que le coût de transaction le plus important est le coût associé aux comportements opportunistes éventuels qui sont dus à l'importance des investissements spécifiques dans ces secteurs. Ils étudient les caractéristiques des transactions sur ces marchés aux Etats-Unis et analysent et justifient les formes des relations verticales qu'on y observe.

Les deux biens diffèrent par le type de marché sur lequel ils peuvent être échangés. Le charbon peut être échangé aussi bien sur des marchés de concurrence que dans une relation bilatérale par le truchement d'un contrat. Le gaz naturel, par contre, de par sa nature et son mode d'extraction et de transport, ne peut pas se transporter sur le marché et faire l'objet d'une enchère. Les transactions de gaz naturel impliquent donc forcément l'écriture de contrats entre acheteurs et vendeurs.

Dans le cas du gaz naturel, il existe un seul mode de transport possible: le pipeline. Aux Etats-Unis, depuis la mise en place de réglementations dans les années 30, l'intégration verticale n'existe plus dans le domaine du gaz et l'usine d'extraction et le pipeline ne sont plus possédés par la même entité. On a donc affaire à un producteur/vendeur : l'extracteur et à un acheteur : le pipeline. Evidemment, un même vendeur peut fournir en gaz plusieurs pipelines et un même pipeline peut acheter du gaz auprès de plusieurs extracteurs. Etant donné que les installations du pipeline à la bouche de la réserve de gaz seront fixes, il n'est plus possible après coup de changer de fournisseur de gaz (pour

le pipeline), ni d'acheteur (pour le producteur), il est donc nécessaire que ces deux parties signent ensemble un contrat de vente.

Le contrat reflète ici le besoin de se protéger contre des attitudes "opportunistes" possibles de l'une des parties en jeu. Une fois toutes les installations en place, si le producteur de gaz est en relation avec un seul pipeline, il est à la merci des décisions de celui-ci. On dit qu'il est pris en otage. En effet, si pour une raison quelconque ou juste pour faire pression sur le producteur afin qu'il baisse le prix du gaz, le pipeline annonce qu'il ne veut plus acheter de gaz à ce producteur, ce dernier se retrouve incapable d'écouler ailleurs ses réserves. Il va donc chercher à engager le pipeline dans un contrat de long-terme qui lui donnera l'obligation de prendre livraison du gaz. Les investissements spécifiques qui motivent le contrat sont ici la construction de l'usine d'extraction de gaz et du raccordement entre la bouche de la réserve et le pipeline.

Pour ce qui est du charbon, le contexte des échanges est un peu différent. Aux Etats-Unis, 80% de la production de charbon est achetée comme input par les centrales électriques, 10% par l'industrie du coke, une grande partie du reste sert d'input dans diverses industries et très peu est achetée par les ménages comme consommation finale. Les types de transactions sont divers: on trouve bien sûr un marché comptant du charbon, on observe des cas d'intégration verticale (partielle ou complète) entre producteurs de charbon et industries utilisatrices et il existe toute une batterie de contrats à plus ou moins long terme régissant les achats/ventes. Les différents auteurs se sont concentrés sur les relations des producteurs de charbons avec les centrales électriques qui constituent la grosse majorité des échanges de charbon. Il existe diverses qualités de charbon et celles-ci sont importantes pour la production d'électricité, les centrales sont adaptées pour une certaine qualité dont la variation affecte la productivité et les coûts de production de l'électricité.

Les possibilités de prise en otage de l'une des parties par l'autre vont dépendre des caractéristiques des installations de chacune. De ces caractéristiques et des risques encourus par chacune va dépendre le type d'organisation choisi pour régler les ventes de charbon. Ainsi lorsqu'une compagnie d'électricité décide d'installer une unité de

production elle doit prendre certaines décisions comme:

-quelle taille lui donner?

-sur quel site la construire?

-comment concevoir l'usine pour minimiser les coûts de production dans l'avenir?

-quel type de charbon utiliser? à quel prix? où se le procurer?

-quel mode de transport pour le charbon?

Elle peut alors décider de s'installer proche de ses clients utilisateurs d'électricité et de s'approvisionner en charbon sur le marché courant, en prévoyant des modes de transport divers de cet input selon les tarifs proposés par les compagnies de transport. Elle conçoit alors un mode de production flexible pouvant s'adapter à toutes les qualités de charbon au moindre coût et ne s'occupe pas de l'identité de ses fournisseurs de charbon.

A l'opposé, elle peut décider de spécialiser son mode de production dans l'utilisation d'un seul type de charbon et de minimiser ses coûts de transport des inputs en installant son unité tout près d'un site d'extraction de ce type de charbon (on appelle ce type de centrale un "mine-mouth plant" ). Mais alors la centrale est entièrement dépendante de la production de la mine. Si celle-ci décide soudain de livrer son charbon à un autre client la centrale devra stopper sa production ou verra ses coûts de production augmenter car elle devra s'approvisionner ailleurs. Elle supportera donc des coûts de transport et une baisse de sa productivité car la qualité du charbon livré alors a peu de chance d'être adaptée à la centrale. Dans le cas des "mine-mouth plants" on ne s'étonne donc pas d'observer des transactions s'appuyant sur des contrats de long-terme ou même des intégrations verticales qui protègent la centrale contre des comportements malveillants de la part de l'extracteur de charbon et d'un éventuel chantage sur la livraison visant à faire augmenter les prix.

JOSKOW et MULHERIN se sont attachés tous les deux à tester empiriquement l'hypothèse des coûts de transaction, c'est-à-dire qu'ils vérifient que l'arrangement choisi est bien conçu de façon à minimiser les coûts de transaction.

Parmi les différentes organisations des centrales à charbon, les "mine-mouth

plants" sont celles qui sont caractérisées par les investissements spécifiques les plus importants. JOSKOW constate qu'aux Etats-unis les "mine-mouth plants" comptent pour 15% de l'utilisation du charbon mais pour 60% de tous les arrangements menés par une forme d'intégration verticale. 40% des "mine-mouth plants" ont choisi l'intégration verticale et 60% une forme de contrat de long-terme, cependant certaines de ces centrales vont parfois chercher un surplus d'approvisionnement sur le marché. L'hypothèse des coûts de transaction est donc bien vérifiée de ce côté là.

D'après JOSKOW, cette hypothèse suggère aussi que pour toutes les centrales ayant choisi de transiger avec les mines à travers des contrats, plus les investissements spécifiques sont importants, plus la durée des contrats en question doit être grande. JOSKOW (1987) teste cette intuition sur des données empiriques obtenues sur des contrats de charbon en vigueur aux Etats-Unis en 1979. Il régresse la durée des contrats sur trois variables explicatives:

-- Le fait que la centrale en question soit ou non un "mine-mouth plant", qui illustre le degré de spécificité des actifs physiques et de spécificité du site en jeu dans le contrat.

-- La quantité à échanger spécifiée par le contrat. JOSKOW souligne pour cela que la quantité échangée est directement reliée à la forme "actifs dédiés à la relation" de l'investissement spécifique, dans la mesure où, si l'une des firmes s'agrandit par exemple en vue de la relation en question, elle va mettre en jeu une plus grande quantité de charbon; cette quantité est alors plus difficile à retrouver ou à revendre à un autre en cas de défaillance du partenaire.

-- La région de production du charbon. Aux Etats-unis, la qualité du charbon varie énormément d'une région à l'autre et elle varie beaucoup entre les différentes mines de l'ouest alors qu'elle est stable entre les mines à l'est. Aussi, l'investissement en actifs physiques spécifiques à la qualité va être plus dangereux à l'ouest qu'à l'est et on s'attend à trouver des contrats plus longs à l'ouest.

Les résultats de ces estimations confirment l'hypothèse de départ. La durée des contrats est positivement corrélée avec l'existence de chacune des trois formes



d'investissement spécifique citées. Les investissements spécifiques amenant un risque de comportement opportuniste ex-post, on peut dire que le contrat est une assurance pour la compagnie qui s'est engagée dans des investissements qui seraient sans utilité hors de la relation.

MULHERIN émet des intuitions sur la forme et les spécifications des contrats et effectue lui aussi plusieurs régressions afin de vérifier ces hypothèses qui correspondent à la théorie des coûts de transaction. Il étudie le milieu du gaz naturel. L'intuition sur la minimisation des coûts de transaction lui suggère par exemple que le raccordement entre la réserve de gaz et le pipeline sera possédé par celle des deux parties qui a le plus de lien avec d'autres partenaires. Ainsi, si le producteur est en relation avec beaucoup de pipelines, le contrat qu'il va signer avec le pipeline dont il est le seul fournisseur stipulera qu'il doit supporter l'investissement dans la ligne de raccordement. Ceci s'explique facilement par le fait que l'investissement est moins spécifique pour la partie qui peut se retourner vers d'autres partenaires en cas de défaillance de l'un. Cette hypothèse n'est pas rejetée par les tests empiriques. Les contrats de gaz contiennent souvent des provisions de "take or pay" (prend ou paie) qui sont une protection du producteur contre un marchandage de la part du pipeline. En effet, le pipeline qui veut faire baisser les prix du gaz peut menacer un producteur de ne pas prendre livraison pour le prix annoncé. Si ce producteur n'est pas en relation avec d'autres pipelines, il est alors pris en otage. Tant que le pipeline ne prend pas livraison du gaz, les usines adjacentes peuvent facilement pomper dans les réserves du premier producteur et vendre son gaz à leur compte sans qu'il soit possible de le prouver devant une cour. Aussi, un tel comportement opportuniste du pipeline peut coûter très cher au producteur. C'est pourquoi les provisions "take or pay", qui obligent le pipeline à payer le gaz même s'il n'en prend pas livraison, doivent être plus importantes dans les contrats qui impliquent des producteurs étant en relation avec peu de pipelines et étant implantés dans des zones où ils ont beaucoup de concurrents. L'estimation empirique vérifie cette hypothèse de minimisation des coûts de transaction.

Par contre, MULHERIN montre que des hypothèses n'entrant pas dans le cadre des coûts de transaction mais qu'on peut tout aussi bien soulever intuitivement, ne sont pas vérifiées sur le marché américain. Il fait remarquer par exemple que la notion de pouvoir de marché ne s'applique pas ici. Ainsi, si le producteur est seul face à un grand nombre de pipelines, il a le pouvoir de marché et est susceptible de leur faire supporter le coût de la ligne de raccordement. Or les tests ont montré que ce n'est pas le cas; c'est le producteur, qui est le moins en situation d'être pris en otage, qui va assumer ce coût, ce qui correspond à une attitude de minimisation des coûts de transaction. Les tests montrent aussi que le pouvoir de marché ne permet pas au producteur de forcer les pipelines à accepter des provisions de take or pay plus importantes, c'est bien quand il est entouré de nombreux autres producteurs qu'il peut renforcer cette provision.

Ces constatations correspondent bien au fait que le contrat est signé ex-ante. Au moment de l'écriture du contrat, le producteur ne peut avoir aucun pouvoir de marché puisque s'il tente d'imposer ses conditions, le pipeline peut refuser de signer le contrat et aller installer ses équipements ailleurs. Par contre, on sait ex-ante qu'il existe un risque de prise en otage ex-post et le contrat sera écrit pour éviter le mieux possible que cette éventualité soit réalisable à l'intérieur des accords.

### **III LE CONTENU DES CONTRATS**

#### **III-1 Les ententes sur les prix dans les contrats**

Le problème des contrats à long terme est qu'ils doivent stipuler de la façon la plus précise possible les engagements des signataires dans tous les états de la nature possibles anticipés et dans toutes les périodes futures. Il sont écrits dans une complète incertitude et cela peut entraîner lors de leur réalisation des opportunités de prise en

otage ou des velléités de bris de contrat. Le contrat doit indiquer de manière précise les quantités échangées du bien à chaque période, la qualité exigée, la durée des engagements et, évidemment, le prix de transaction du bien. Le rôle du contrat est aussi de prévoir comment ces différents points pourront évoluer dans le temps. Ainsi, dans les contrats de vente, le problème est de s'entendre sur un prix qui satisfera les deux parties dans l'avenir quelles que soient les réalisations sur le marché. Le contrat est un moyen légal d'engager ses signataires à respecter leur parole. Toutefois, dans le cas où l'un d'eux viole leurs accords, l'autre ne peut faire valoir ses droits qu'après un passage par les tribunaux. Les litiges sont longs et coûteux à régler, surtout lorsque les contrats sont imprécis, lorsqu'ils comportent une grande part d'incertitude. Aussi, lors de la rédaction des contrats, il faut rendre les litiges les moins probables possible. C'est pourquoi on s'efforce de choisir une fonction de prix qui ne permette pas à l'un des partenaires de pouvoir, dans le futur, transiger dans de meilleures conditions en dehors du contrat. C'est-à-dire qu'on cherche à rendre le contrat "auto-exécutoire". Pour cela, il faut s'arranger pour que le prix de transaction soit toujours le plus près possible du prix du bien sur le marché comptant, sans quoi l'un des participants aura toujours intérêt à briser le contrat pour transiger sur le marché.

JOSKOW (1988) explique que sur les marchés des ressources naturelles le prix dépend des coûts de production. Pour le producteur, la valeur actuelle espérée des revenus futurs sur la vente de son bien, (P), doit être égale à la valeur actuelle espérée de ses coûts futurs. Les coûts ici comprennent les charges de main d'oeuvre, (L), et de matière première, (M), le coût du capital, (K), et les coûts d'opportunité (ou la rente) de fournir tel client par rapport au prix du marché, (R). On peut résumer ceci en une équation de prix;

$$P = L + M + K + R \quad (1)$$

Le producteur du bien accepte donc de rentrer dans le contrat si cette équation (1) est vérifiée, en valeur espérée actuelle sur l'ensemble de la durée du contrat. JOSKOW recense trois façons de poser le prix du bien dans le contrat qui vérifient cette équation.

### Le prix fixe:

Le contrat peut poser un prix unique, invariant sur toute la durée du contrat. Mais alors, en supposant que les coûts de production auront tendance à croître dans le temps, si l'on veut que la formule (1) soit respectée, il faut que ce prix soit très supérieur aux coûts en début de contrat et très inférieur à la fin. Alors, comme le prix du marché évolue lui aussi dans le sens des coûts de production, le prix du contrat sera très supérieur au prix de marché en début de relation et l'acheteur aura intérêt à briser le contrat et à se fournir sur le marché. De même, à la fin, c'est le producteur qui aura intérêt à tricher et à vendre sa marchandise sur le marché. Aussi, cette formule de prix fixe n'est pas idéale pour rendre le contrat auto-exécutoire, il vaut mieux permettre au prix de s'ajuster dans le temps.

### Le prix de marché

Si le marché du bien est concurrentiel, alors le prix de marché respecte l'équation (1). Alors on peut poser dans le contrat que le prix de transaction soit toujours le prix de marché. Ceci élimine les incitations à briser le contrat. Si le producteur adopte des méthodes efficaces, il y a peu de probabilité pour que son coût de revient soit très supérieur au prix de marché et si cela se produit, il peut toujours stopper sa production et se fournir sur le marché pour livrer à son client. De plus ce prix de marché est vérifiable par tous, ce qui réduit les frais de litige. Cependant ce mode de tarification amène quelques problèmes. La référence prise sur le marché doit être exactement celle du bien concerné par le contrat. Si ce bien n'est pas homogène le prix de marché sera un prix moyen de toutes les variétés du bien, ce qui ne peut en aucun cas refléter le prix des qualités particulières pour lesquelles on a signé un contrat. Or c'est le cas pour le charbon comme on l'a décrit dans la seconde partie. De plus, quand il existe des investissements spécifiques, les contractants peuvent vouloir inclure dans le prix de transaction le prix du risque représenté par un éventuel bris de contrat. Ceci n'est pas possible s'ils utilisent un prix de marché.

### Le prix de base fixe plus formule d'augmentation

Cette formule permet une évolution du prix de contrat selon les conditions de marché tout en permettant une définition précise des critères qui vont former ce prix. Le prix de marché des ressources énergétiques variant à long-terme selon les coûts de production, on peut décider d'un prix de base qui évolueraient ensuite selon les coûts de production.

Un exemple extrême est celui des contrats "cost-plus". Dans un contrat "cost-plus", le prix de base est égal au coût de production du producteur au moment de la signature. On indexe ce prix sur la variation des coûts de production du producteur si bien que le prix du contrat est toujours égal au coût de production du bien. Ce type de formule présente cependant quelques problèmes. D'abord, elle n'incite pas le producteur à produire efficacement puisqu'il est assuré de couvrir ses coûts de production quoiqu'il arrive. Ensuite, si la mine a des particularités telles que ses coûts de production sont anormalement hauts ou bas, le prix de contrat va s'éloigner du prix de marché qui reflète une moyenne de coûts. Enfin, le prix du contrat ne sera pas sensible aux chocs de demande de court-terme qui peuvent faire varier le prix de marché.

Un autre type de formule évolutive est de fixer un prix de base qui représente les conditions d'offre et de demande sur le marché et de l'indexer selon une formule qui tiendrait compte d'un indice du prix des inputs et d'un indice de productivité du capital et du travail. On appelle ce genre de contrat, un contrat "prix de base plus augmentation" (P.B.A.). Ainsi le prix du contrat ne dépend pas uniquement des conditions de production chez le producteur concerné mais des conditions de production sur le marché en général par le biais des indices. Le producteur conserve toutes ses incitations à produire efficacement et le prix reste toujours proche du prix de marché. Le P.B.A. consiste le plus souvent à décomposer le prix de base en différents postes dont chacun représente une part des coûts de production. Par exemple:

travail	33%
matériel	16%
électricité	10%
autres	4%

Chacun des postes est indexé par rapport à sa référence sur le marché. Ainsi, le prix du bien évolue comme les coûts de production mais selon les conditions économiques générales.

Toutefois, le prix calculé de cette façon ne pourra toujours pas prendre en compte des variations de court-terme non anticipées des conditions de la demande sur le marché. Il est donc très difficile de s'accorder sur un prix qui n'entraînerait aucun risque d'incitation au bris de contrat ou à un marchandage ex-post.

#### Etudes empiriques des fonctions de prix:

JOSKOW (1988) étudie les prix de transaction de contrats de charbon signés aux Etats-Unis à partir de 1960. Dans son échantillon (tous les contrats sur lesquels il a pu obtenir suffisamment de renseignements pour mener une étude complète) il a 78% de contrats avec prix de base plus augmentation (P.B.A.), 15% de contrats "cost plus" et 7% de contrats à prix de marché ou à renégociation régulière. Il observe que les renégociations prévues dans les contrats sont rarement accordées pour ramener le prix de transaction à un niveau proche de celui du marché. Généralement les contrats prévoient des renégociations dans des cas de force majeure, c'est-à-dire quand la variation des coûts de production est plus grande que ce qui a été pris en compte par les indices utilisés dans les formules d'ajustement. On aura un cas de force majeure également si des réglementations gouvernementales non anticipées au moment de la signature ont des effets sur les coûts de production ou interdisent à l'acheteur de prendre livraison de toutes les quantités prévues par le contrat.

JOSKOW observe 300 contrats signés aux Etats-Unis entre des centrales électriques et des mines de charbon entre 1960 et 1979 et qui sont encore en vigueur en 1979. Il recense parmi eux les contrats cost-plus et P.B.A. et vérifie si les prix de base reflètent bien, comme il l'a supposé, les conditions du marché. Par une méthode de régression linéaire il identifie les déterminants du prix de base comme étant:

--> la qualité du charbon: sachant que la meilleure qualité est plus demandée et a un prix plus élevé.

--> la région d'extraction: les conditions de transport difficiles et la qualité la plus mauvaise du charbon de l'ouest du pays font que son prix est plus faible.

--> la date de négociation: étant donné qu'il existe de l'inflation sur la période considérée et qu'on observe les prix nominaux, il est normal d'avoir des prix plus élevés dans les contrats les plus récents.

Le prix de base dépend donc bien des conditions d'offre et de demande du bien au moment de la signature. Par contre JOSKOW observe que la durée du contrat n'a pas d'effet sur le prix de base, les conditions d'incertitude et de risque et les anticipations de rentes futures n'entrent pas en compte dans la détermination du prix de base du charbon.

L'intérêt de JOSKOW est ensuite de vérifier que les prix de transaction évoluent bien de la même façon que le prix moyen du marché. Il veut donc tester l'efficacité des formules d'ajustement. Entre 1960 et 1981, le prix moyen du charbon (toutes qualités confondues) a doublé en termes réels. Il y a plusieurs facteurs explicatifs de cet accroissement:

-- les chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont accru la demande de charbon.

-- des réglementations sur la protection de l'environnement et sur la sécurité du travail dans les mines ont augmenté les coûts de production vers 1970.

-- les salaires réels dans les mines ont augmenté de 10% entre 1974 et 1975 ainsi que les prix des matériels et équipements.

Dans ces trois facteurs d'augmentation du prix du charbon, seul le troisième est susceptible d'être répercuté par la formule P.B.A.. Mais les chocs de demande et la partie des coûts qui est touchée par les mesures de protection de l'environnement et du travail ne pourront pas être pris en compte par des contrats P.B.A. qui ne les auraient pas anticipés. Aussi l'intuition de JOSKOW est que les contrats signés avant 1974 n'ont pas pu anticiper les types de chocs qui se sont produits par la suite et que leurs prix de transaction en 1979, 1980 et 1981 seront plus faibles que ceux des contrats signés après 1974, qui, eux, ont pu prendre en compte la possibilité de tels chocs. JOSKOW peut vérifier cette intuition empiriquement et montrer que les prix des contrats signés après

1974 sont, en 1979, 80 et 81, plus proches du prix de marché que les prix des contrats plus anciens.

Ainsi les formules d'ajustement rendent les prix de contrat flexibles dans le temps mais n'empêchent pas une certaine dose de rigidité à la hausse. Il existe toujours des chocs sur le marché qui n'ont pu être anticipés ni pris en compte dans les formules d'ajustement.

Dans un article plus récent, JOSKOW (1990) reprend ces contrats et observe leurs prix de transaction en 1984 et 85. Depuis 1981 le prix du charbon sur le marché a diminué. Encore une fois il constate que les ajustements ne sont pas parfaits: les contrats signés avant 1981 n'ont pas bien suivi la baisse des prix alors que les contrats signés en 1984 et 1985 évoluent avec le marché. Il existe donc ici des rigidités à la baisse, même pour les contrats qui évitaient les rigidités à la hausse en 1979.

### III-2 Les autres clauses

Le problème de la flexibilité imparfaite des prix dans les contrats soulève le problème de leur faculté à maintenir les engagements des signataires. D'un côté, les formules d'ajustement des prix résultent de longues négociations et sont coûteuses à mettre en place. Mais d'un autre côté, si les prix dans les contrats sont trop différents des prix de marché, on s'expose à des bris de contrat et à des litiges qui s'avèrent également coûteux et inefficaces. Aussi, si les formules d'ajustement de prix ne sont pas performantes, il faut intégrer dans le contrat des clauses particulières qui pourront épargner un passage devant un tribunal en cas de désaccord entre les parties.

Beaucoup de contrats prévoient ainsi des possibilités de renégociation volontaires en cours d'exécution. Il existe des possibilités de renégociation à dates fixes, sur demande de l'une des parties ou en cas d'événement extraordinaire. Aussi, lorsque le prix de transaction est très éloigné de la valeur de marché, on peut envisager que les deux parties auront intérêt à renégocier le prix plutôt que de voir l'une d'elle violer leur



accord et d'être forcé de faire juger le différend. Cependant, la renégociation systématique des accords souligne l'inefficacité du contrat de long-terme et le rend équivalent à un contrat de court-terme. L'existence d'investissements spécifiques devrait interdire les possibilités de renégociation qui peuvent être l'occasion d'un chantage sur les prix. On voit là le paradoxe des relations verticales. D'une part les investissements spécifiques demandent que la transaction soit durable et pour cela nécessitent un contrat de long-terme, mais d'autre part la durée de la relation implique les conditions d'incertitude dans lesquelles sont fixés les prix et entraîne les risques de litiges et de comportements opportunistes ex-post (lors de renégociations). Les contrats de vente de long-terme sont donc très imparfaits pour régler les relations verticales. Il sont toujours incomplets et les risques de litiges ne peuvent jamais être exclus. Cependant, JOSKOW a observé que malgré le décalage entre les prix dans ses contrats de charbon et les prix de marché, on dénombrait peu de cas de litiges et même pas énormément de renégociations. Sur 73 contrats pour lesquels il a pu obtenir les prix de transaction en 1984-85, prix qui sont supérieurs au prix du marché à cette date, seul 27 (37%) ont été renégociés et seulement 16 de ces renégociations (22% du total des contrats observés), ont touché les prix ou les quantités en jeu. Les mesures adoptées alors sont de plusieurs ordres:

- » les quantités prévues au contrat ont été diminuées à cause de la surestimation du prix par rapport au marché
- » on a changé les formules d'ajustement pour passer de contrats cost-plus à des contrats prix de base plus augmentation
- » le prix du contrat est diminué mais l'acheteur s'engage à prendre livraison de plus grandes quantités.
- » le prix du contrat est diminué mais les parties s'engagent à renégocier pour l'augmenter dès que les conditions du marché le permettront.

Sur le marché du charbon observé par JOSKOW l'imperfection des contrats ne semble pas faire obstacle à la bonne marche des relations verticales. L'importance des investissements spécifiques doit faire en sorte que les participants préfèrent garder de bonnes relations entre eux pour une longue durée quitte à supporter quelques pertes par

rapport aux conditions du marché.

Prix et quantités sont étroitement liés dans les relations de ventes et les contrats doivent contenir des clauses précises pour spécifier les deux. On trouve donc dans les contrats des fourchettes de quantités que vendeur et acheteur s'engagent à être toujours en mesure de livrer ou prendre. Afin d'éviter et de faciliter les jugements des litiges, les mesures de punition en cas de violation de ces accords sur les quantités sont incluses dans des clauses spéciales. On trouve par exemple des clauses "take or pay" (prend ou paie) qui obligent l'acheteur à payer quoiqu'il arrive une quantité minimale de marchandise, même s'il n'en prend pas livraison. Cependant on peut regarder ces provisions comme distordantes pour le marché. Elles empêchent en effet l'acheteur d'ajuster ses coûts de production aux conditions de sa demande et accroissent le prix sur son marché final. C'est pourquoi, lors de renégociations on verra évoluer ces quantités minimales en même temps que les prix de transaction.

## PARTIE II

# UN EXEMPLE, LE CONTRAT D'ÉLECTRICITÉ ENTRE HYDRO-QUEBEC ET NORSK-HYDRO CANADA INC.

Le contrat signé en 1987 par NORSK-HYDRO CANADA INC. ET HYDRO-QUEBEC est un exemple de contrat régissant des relations verticales. NORSK-HYDRO CANADA INC. est la filiale canadienne d'une compagnie norvégienne. Elle s'est installée en 1989 à Bécancour, au Québec. L'un des inputs le plus important dans sa production est l'électricité que lui fournit HYDRO-QUEBEC, le seul producteur d'électricité de la province, selon des accords valables pour une durée de 26 ans. Nous allons observer de près les particularités du contrat pour voir si on y retrouve les propriétés énoncées dans la partie précédente.

### I LE CONTRAT ET SON ENVIRONNEMENT

NORSK-HYDRO est une compagnie norvégienne semi-publique et de dimension internationale qui a installé une usine de magnésium à Bécancour au Québec. Au moment de la signature du contrat, en 1987, l'usine de Bécancour n'est pas encore en place. En fait, pour NORSK-HYDRO qui cherche à obtenir les conditions d'approvisionnement en électricité les plus avantageuses possible, l'installation de l'usine dépend justement des conditions proposées par HYDRO-QUEBEC et de la signature du contrat. En ce sens la construction et l'aménagement de l'usine de magnésium de Bécancour constituent en elles-mêmes un investissement spécifique. Une fois que l'usine est installée, NORSK-HYDRO ne peut plus compter que sur HYDRO-QUEBEC pour lui fournir de l'électricité, à moins qu'elle ne mette en place ses propres générateurs. NORSK-HYDRO est elle-même productrice d'hydro-électricité en Norvège, mais le

gouvernement ne saurait accorder de concessions à des entreprises étrangères pour l'utilisation de l'énergie des cours d'eau québécois. HYDRO-QUEBEC détient donc un pouvoir de marchandage ex-post sur NORSK-HYDRO, qui est donc en situation d'être prise en otage. C'est pourquoi l'hypothèse des investissements spécifiques est une bonne explication de l'existence du contrat d'électricité.

Le type d'investissement spécifique présent dans cette relation est évidemment la spécificité du site. NORSK-HYDRO a choisi d'implanter son usine à proximité d'un point d'alimentation en électricité qui peut lui offrir cet input à un prix avantageux grâce à ses conditions de production. Une fois l'usine installée au Québec, pour faire venir l'électricité de plus loin, il faudrait construire des lignes électriques venant d'un autre état et cela représenterait un coût énorme, ce qui oblige NORSK-HYDRO à rester en relation avec HYDRO-QUEBEC pour toute la durée de vie des installations de Bécancour. Bien sûr on retrouve aussi une spécificité des actifs et du capital humain parce que les machines installées à Bécancour doivent être compatibles avec le matériel d'HYDRO-QUEBEC et que le personnel (au moins les cadres envoyés de Norvège) doit se former à travailler à l'étranger et à parler le français.

L'importance de l'investissement représenté par la construction d'une usine entière et la durée de vie de celle-ci font qu'il n'est pas étonnant que NORSK-HYDRO, qui ne peut pas produire elle-même son électricité, s'engage avec HYDRO-QUEBEC dans un contrat d'une durée aussi longue que 26 ans.

HYDRO-QUEBEC est l'entreprise publique qui détient le monopole de la production d'électricité au Québec. Elle a réalisé dans les dernières décennies d'importants projets d'aménagement hydraulique et se trouve à la tête d'une grande capacité de production. A cause de la variation de la demande entre les périodes d'hiver (périodes de "pointe") et d'été et aussi en raison du fléchissement de la demande d'électricité au cours des années 80, HYDRO-QUEBEC produit d'importants surplus d'électricité. La nécessité d'écouler ces surplus ainsi qu'une volonté politique de développement industriel de la province ont poussé HYDRO-QUEBEC à proposer des tarifs préférentiels à ses consommateurs industriels. Dans ce cadre, elle a lancé des

programmes commerciaux à l'intention des entreprises, les incitant à utiliser l'énergie électrique en la leur facturant à 80% du prix de l'énergie de substitution pendant une période de trois ans. Elle accorde aussi des rabais tarifaires aux entreprises qui investissent dans du matériel qui accroît leur consommation d'électricité, ceci également pour une période de trois ans. Pour les industries grandes consommatrices d'électricité, des contrats de dix ans assurent la limitation de la progression des tarifs à l'intérieur d'une fourchette de taux annuels. Et enfin, HYDRO-QUEBEC a signé quelques contrats de long-terme semblables à celui que nous étudions ici avec des industries "énergivores", en majorité des alumineries. Mais le contenu de ces contrats demeure secret. Le contrat dans lequel HYDRO-QUEBEC s'est engagée avec NORSK-HYDRO entre donc dans le cadre d'une politique d'incitation à la consommation d'électricité qui vise à écouler les surplus. Il nous faut étudier de plus près ce contrat signé avec NORSK-HYDRO pour en déterminer les particularités.

## **II DESCRIPTION DU CONTRAT**

Dans le contrat, les parties doivent écrire tous les points sur lesquels il est nécessaire de s'entendre pour éviter plus tard des désaccords. Le contrat qu'on étudie ici contient 29 articles qu'on peut regrouper en six groupes de règlements.

### **II-1 La validité du contrat**

L'article 1 définit précisément les mots et concepts qui sont utilisés par la suite afin qu'il n'y ait pas de quiproquo possible dans l'interprétation du contrat. L'article 2 établit la durée du contrat: entre sa signature et le 31 décembre 2013. Le contrat est donc valide pour une durée de 26 ans, 3 mois et 13 jours. Le client Norsk-Hydro peut demander, durant l'année 2012, la prolongation des accords par un nouveau contrat pour un approvisionnement qui durerait après le 31.12.2013.

## II-2 Les caractéristiques du bien échangé

L'article 3 restreint l'utilisation que peut faire le client de son électricité à la fabrication de magnésium et de titane et ce qui y est rattaché et lui en interdit évidemment la revente. Les articles 4, 5, 6, 7 et 8 décrivent les caractéristiques de l'électricité livrée et facturée. Hydro-Québec s'engage à assurer à Norsk-Hydro une puissance disponible d'au moins 175000 kWh que Norsk-Hydro peut faire augmenter par la suite si besoin. Sur cette puissance disponible, Norsk-Hydro doit toujours payer la puissance souscrite, qui est la puissance minimale qu'elle s'engage à appeler. Celle-ci doit au moins atteindre la puissance souscrite minimale (5000 kWh) du tarif grande puissance, ou tarif "L" qu'Hydro-Québec accorde aux industries dans ses tarifs de base, puis augmenter dans le temps jusqu'à 100000 kWh au moins, après 17 mois de contrat. Celui-ci porte donc sur d'énormes quantités d'électricité ce qui explique en partie la nécessité d'accords écrits. La puissance à facturer que devra payer le client sera le maximum de la puissance souscrite et de la puissance maximale appelée (i.e. réellement utilisée) au cours du mois, ce qui entend que Norsk-Hydro devra payer la puissance qu'il utilise à concurrence d'au moins la quantité qu'il s'est engagé à utiliser. Cette obligation correspond à une clause de "take or pay". Hydro-Québec n'est pas prête à négocier un contrat pour de petites quantités d'électricité, l'accord n'est intéressant pour elle que s'il lui permet d'écouler une large quantité de ses surplus.

Ces dispositions prennent tout de même en compte des cas de force majeure qui empêcheraient Norsk-Hydro de prendre livraison de l'électricité ou Hydro-Québec de la lui livrer. Dans ces cas là Norsk-Hydro n'est pas dans l'obligation de payer toute la puissance souscrite. Les cas de force majeure sont définis dans l'article 1 comme "tout événement indépendant de la volonté d'une partie et qui retarde ou empêche l'exécution de ses obligations". Cet événement peut être un acte du gouvernement, une guerre, un embargo, une insurrection, une catastrophe naturelle, un conflit du travail, une épidémie... Un cas de force majeure peut dégager les parties de l'obligation de livrer ou de prendre livraison de l'électricité mais pas de payer une somme due. La force majeure n'est pas non plus une cause de résiliation du contrat. Cette spécification évite que l'un des deux ait à déposer une plainte contre l'autre pour non-livraison ou non-paiement,

ce qui entraînerait des coûts de traitement judiciaire.

L'article 8 est entièrement rédigé dans l'intérêt d'Hydro-Québec. Il stipule que si, pendant la période d'hiver, Norsk-Hydro utilise plus de 110% de la puissance minimale qu'il s'est engagé à appeler (puissance souscrite), alors l'excédent de puissance lui sera facturé trois fois le prix normal fixé par le contrat. Cette règle se comprend si on se rappelle que les surplus produits par Hydro-Québec et qui l'incitent à attirer les clients industriels, sont surtout dus au fait que les capacités installées doivent être suffisantes pour fournir la période d'hiver et produisent des excédents en été quand la demande est moindre dans la province. Hydro-Québec peut donc accepter de s'engager dans des contrats pour écouler ses surplus à condition que ceux-ci ne créent pas un excédent de demande en hiver qui l'obligerait à accroître ses capacités et donc à recréer des surplus en été. Hydro-Québec n'est pas disposée à entreprendre des investissements spécifiques à sa transaction avec Norsk-Hydro. C'est pourquoi, si elle veut bénéficier de l'électricité, cette dernière doit s'engager à ne pas créer de surconsommation durant les périodes de pointe.

### **II-3 Les accords sur les questions pratiques**

Les articles 12, 13, 14, 15, 16, 17 et 20 précisent certains détails techniques de la relation entre les deux parties. Ainsi ils décrivent les lignes de raccordement entre le poste d'Hydro-Québec et l'usine de Norsk-Hydro et stipulent que l'une appartient à Hydro-Québec et que l'autre est financée par son client jusqu'à un certain montant. Le client Norsk-Hydro s'engage aussi à installer un appareillage électrique conforme aux normes de son fournisseur. Les appareils de comptage de l'électricité appartiennent au fournisseur et Norsk-Hydro lui accorde un droit de passage sur ses terrains pour les relever ou les réparer. Enfin l'article 14 les met d'accord sur les modes de paiement des factures et les sanctions en cas de non-paiement. Ces articles s'avèrent plutôt techniques et pointilleux mais sont nécessaires pour qu'aucune des parties ne puisse prendre comme excuse un problème d'appareil ou de propriété pour casser le contrat. Toutes ces précisions rendent le contrat le plus complet possible.

#### II-4 Les engagements des parties

Les articles 18, 19, 21, 22 et 23 définissent les obligations des parties et les limites de ces obligations. Il s'agit ici de pouvoir facilement différencier les comportements malhonnêtes de déviations accidentelles. Les parties peuvent se permettre certains écarts, mais jusqu'où peuvent-elles aller? Le contrat doit préciser tous ces points. L'écriture de ces articles semble faire peser beaucoup moins d'obligations sur le fournisseur que sur le client.

Les articles 21 et 22 définissent les conditions de résiliation du contrat. Le client peut en tout temps résilier le contrat, mais il doit alors payer un montant forfaitaire au distributeur qui s'élève à cinq ans (ou ce qui reste à courir du contrat) de puissance facturée au prix de la puissance au moment de la résiliation, sur la base de 85% de la puissance souscrite la plus élevée depuis le début de la relation. Le coût de sortie du contrat est donc très élevé pour le client. On peut assimiler cette clause à un "take or pay": si le client cesse sans raison de consommer l'électricité, il doit tout de même en payer une quantité minimale. Par contre, le distributeur ne peut pas résilier le contrat sauf sous certaines conditions relatives à l'attitude du client. Ceci paraît être plus contraignant pour le distributeur, mais en fait, le contrat ne précise pas de punition monétaire au cas où Hydro-Québec résilierait le contrat malgré tout. Si cela devait se produire il faudrait donc faire intervenir la justice pour déterminer la punition à faire supporter à Hydro-Québec pour violation, or on sait que les procédures sont coûteuses et pas toujours efficaces. Pourquoi alors n'a-t-on pas prévu un contrat plus complet, qui prendrait en compte toutes ces possibilités? En fait, le caractère public de la société Hydro-Québec donne déjà une garantie à Norsk-Hydro. Le but d'Hydro-Québec n'est pas d'accumuler des surprofits ou de s'accaparer les rentes de Norsk-Hydro. Son lien au contrat est rendu suffisamment fiable par la garantie de l'état pour qu'on n'envisage pas le cas où Hydro-Québec violerait les accords. Hydro-Québec est autorisée à résilier le contrat en cas de dépôt de bilan ou de faillite de Norsk-Hydro ou si celle-ci cède ses droits au contrat à une autre compagnie qui ne lui est pas liée. C'est-à-dire qu'Hydro-Québec peut résilier le contrat si Norsk-Hydro est dans une situation telle que cela revient au même que si c'était Norsk-Hydro qui avait résilié. Aussi, dans ces conditions,



c'est encore Norsk-Hydro qui est dans l'obligation de payer des frais de sortie du contrat qui s'élèvent à l'équivalent de cinq ans de puissance facturée.

Les articles 18 et 19 prévoient les écarts accidentels aux stipulations du contrat. Ainsi, Hydro-Québec s'est engagé à fournir son client en électricité de façon continue, mais le contrat la dégage de toute responsabilité en cas d'interruption ou de réduction momentanée du service. Hydro-Québec n'est pas obligée d'assurer une continuité à 100% du service, mais s'engage à "exercer toute diligence raisonnable" pour limiter les diminutions de la qualité du service et à considérer Norsk-Hydro dans ses clients prioritaires lors de la remise en marche du système. Si, pour une raison qu'elle n'a pas à donner, Hydro-Québec prévoit d'interrompre la livraison d'électricité, elle doit convenir avec Norsk-Hydro de la date et de la durée de l'interruption. Les obligations du distributeur quant à la qualité du service qu'il vend ne sont donc pas très contraignantes. Par contre le client ne peut pas moduler les conditions d'application de ses obligations: il est dans l'obligation de payer ses factures, un taux d'intérêt s'applique sur tout retard de paiement et le distributeur peut, après avoir donné 30 jour de préavis, couper la distribution de l'électricité jusqu'au règlement de la somme due. Même les cas de force majeure ne peuvent pas dégager le client de son obligation de payer les sommes qu'il doit. Ainsi pour tout ce qui touche aux obligations des signataires, Hydro-Québec semble mener le jeu et poser ses conditions, seule Norsk-Hydro est soumise à des obligations fortes.

## **II-5 Les supports juridiques**

Les six derniers articles mettent au point les droits des contractants et les références juridiques du contrat. Ainsi le distributeur n'a absolument pas le droit de divulguer une information confidentielle qu'il aurait obtenu sur son client dans le cadre des accords. De même on définit les successeurs et ayants droit de Norsk-Hydro à qui elle peut céder ses droits au contrat sans en entraîner la résiliation. Les derniers articles déterminent le cadre de loi dans lequel s'inscrit le contrat. Ces articles sont nécessaires car en cas de litige on doit pouvoir trancher le plus rapidement possible en se référant à des principes sur lesquels les contractants s'étaient mis d'accord et qui ne laissent place

à aucune ambiguïté.

On relève de plus l'importance de l'article 11 qui rend l'exécution du contrat possible. L'article 11 donne la liste de tous les documents que Norsk-Hydro doit fournir à Hydro-Québec pour que le calcul des prix sur lequel ils se sont mis d'accord soit possible. Cet article prévoit aussi le recours à des arbitres chargés de vérifier l'authenticité des documents et la cohérence des calculs réalisés. Ces arbitres choisis conjointement par les deux parties, sont la barrière de sécurité du contrat. Ils trancheront en dernier lieu les désaccords et éviteront les recours coûteux à des tribunaux.

## II-6 Les formules de prix

Le point le plus important et le plus développé du contrat est la question du prix de vente de l'électricité. Cette question est développée dans les articles 9 et 10. La formule de tarification découpe le contrat en quatre périodes, c'est-à-dire qu'en fait il y a quatre formules différentes au cours du contrat pour déterminer ce qu'on nommera le prix de base de l'électricité.

\* *De la première livraison jusqu'au 31.03.1994 on établit le prix de base de l'électricité à un pourcentage du tarif grande puissance (tarif "L") réservé par Hydro-Québec à ses clients industriels. Ce pourcentage est progressif: de 40% la première année, il passe à 50%, 65% et 75% pour aboutir à 100% en 1994. Le tarif "L" qui sert de base à ce calcul est soit le tarif de la période de consommation (le mois) concernée, soit le tarif du 01.05.1986 qu'on indexe selon l'indice implicite des prix, produit intérieur brut (I.P.P.I.B.). On choisit toujours la plus faible de ces deux références. Norsk-Hydro bénéficie donc d'une remise sur le prix de son électricité pour les premières années. Cependant l'article 10 prévoit que Norsk-Hydro puisse rembourser à Hydro-Québec la différence entre les sommes payées en 1991, 1992 et 1993 et les sommes qui auraient été versées si elle avait payé le total du tarif grande puissance. Norsk-Hydro aura à effectuer ces remboursements en fonction de sa rentabilité entre 1989 et 2003. Si son taux interne de rendement entre 1989 et 2003 est inférieur ou égal à 5%, Norsk-Hydro n'a pas à verser cette différence. Si ce taux est égal à 9% alors Norsk-Hydro rembourse la somme*

exacte en trois fois. Si le taux interne de rendement est supérieur ou égal à 20% alors Norsk-Hydro rembourse une somme telle qu'Hydro-Québec perçoive un taux interne de rendement de 8% sur les différences de paiement. Si le taux interne de rendement de Norsk-Hydro est compris entre 5% et 9% ou entre 9% et 20% on ajuste le remboursement en fonction du dépassement en pourcentage du taux.

Ce mode de paiement s'apparente à une subvention dans la mesure où Hydro-Québec apporte en quelque sorte une aide de départ à l'usine en contribuant à la réduction de ses coûts de production pendant les premières années. Mais étant donné que si son taux interne de rendement est supérieur à 20% les premières années, celle-ci doit rembourser les différences de montant accordées en 1991, 1992 et 1993, de telle sorte que Hydro-Québec perçoive un taux interne de rendement de 8% sur ces remboursements, on peut voir dans la formulation du contrat une forme de partage de bénéfices. En ce sens le contrat est un contrat de partage de risque et de bénéfices. Si l'usine met du temps à devenir rentable, Hydro-Québec la soutient en allégeant ses coûts de production. Par contre, si son rendement est élevé dès les premières années elle doit rembourser son aide à Hydro-Québec avec intérêt. Le contrat permet donc surtout un étalement des paiements qui convient aux deux parties et n'altère pas la rentabilité d'Hydro-Québec.

*\* Du 01.04.1994 au 31.12.2005*

Entre ces dates la formule de calcul du prix de base de l'électricité est:

***prix de base au 31.12. \* [ 1 + 0,25\*DPm + 0,58\*DIPPIB ]***  
*de l'année précédente*

avec Dpm = taux de croissance de la moyenne sur trois ans des prix de vente moyens annuels du magnésium pour l'usine de Bécancour.

DIPPIB = taux de croissance de l'indice Implicite des Prix, Produit Intérieur Brut (I.P.P.I.B.).

Au premier avril 1994, on devrait donc normalement se référer au prix de base du 31.12.1993 qui est de 75% du tarif "L". Cependant, le contrat spécifie que le prix de

base de 1994 se réfère non pas au prix payé le 31.12.1993, mais au tarif grande puissance au complet (le plus petit des tarifs courant ou de 1986 actualisé). Alors, pour que le prix de base de 1994 soit supérieur ou égal au tarif "L", il suffit que le terme entre crochets soit supérieur à 1. C'est-à-dire:

$$0,25*DPm + 0,58*DIPPIB \geq 0$$

$$\Leftrightarrow DPm \geq -2,32*DIPPIB$$

Ainsi, si le taux de croissance du prix de vente moyen du magnésium est positif, le prix de base de l'électricité sera supérieur au tarif "L". On sait d'après les rapports annuels de la compagnie Norsk-Hydro A.S., la société mère, que le chiffre d'affaire de ses deux entreprises productrices de magnésium a diminué dans les années 1990, 91 et 92. Le prix du magnésium a eu tendance à diminuer en 90 et 91 à cause d'une surproduction mondiale, puis les prix sont remontés mais la production et les ventes de Norsk-Hydro avaient diminué plus que proportionnellement. On peut donc en déduire, sans être capable de fournir aucun chiffre, que les DPm de 1991, 1992 et 1993 sont négatifs. Dans ces mêmes années, les DIPPIB sont respectivement de +3,2%, +2.8% et +1.3%. Si cette formule s'était appliquée pour ces trois années, pour obtenir un prix de base supérieur au tarif "L", il aurait fallu que la variation de la moyenne des prix de vente moyens annuels du magnésium soit :

en 1991, supérieure à  $-2,32*0,032 = -7,4\%$

en 1992, supérieure à  $-2,32*0,028 = -6,5\%$

en 1993, supérieure à  $-2,32*0,013 = -3\%$

On ne peut rien dire de précis sur l'évolution du prix du magnésium dans l'avenir. Il faudrait mettre au point des modèles élaborés de prévision de prix. On peut se référer, pour de tels modèles, à l'article de A. DEATON et G. LAROQUE (Review of Economic Studies, vol 59 (1), 1992) dans lequel ils bâtissent des modèles explicatifs du comportement du prix de treize produits naturels. On se référera également au travail de Diane GRENIER (M.Sc. Sciences Economiques, Université de Montréal, 1993) qui a construit des modèles de prévision du prix du magnésium. Mais, dans le cadre de ce travail, il est difficile de dire si on prévoit un prix de base supérieur ou inférieur au tarif "L" au cours de la vie du contrat.

Cette formule de prix ne se rapporte en rien aux formules types énoncées par Joskow dans le cas du charbon. Ici, au lieu d'indexer le prix de l'électricité sur le coût de sa production, on l'indexe sur le prix de vente du produit de l'acheteur de l'électricité. Ceci montre bien que le contrat signé ici va plus loin qu'un simple contrat de vente qui poserait sa formule de prix de façon à éliminer au maximum les probabilités de litige futur. Il n'existe pas de prix de marché de l'électricité puisqu'elle est distribuée par un monopole, aussi le contrat n'a pas à fournir l'effort de faire en sorte que le prix de transaction reste proche du prix de marché. Cependant alors, si le rôle du contrat était seulement d'assurer au client, qui a fourni l'investissement spécifique, que le distributeur ne cessera pas brusquement de lui livrer son input, on se serait contenté de fixer le prix au tarif grande puissance qui est calculé selon les coûts de production d'Hydro-Québec. Or ici on pratique des ajustements de prix qui relèvent plus d'un comportement stratégique des firmes que de la théorie des coûts de transaction. La théorie des coûts de transaction demanderait que le calcul du prix soit le plus simple possible et en ce sens le tarif grande puissance, qui s'applique à un grand nombre de clients d'Hydro-Québec, aurait amplement suffi. Ici au contraire, la formule de prix change dans le temps et s'avère compliquée à calculer. Elle paraît s'adapter bien à un partage de risque dans le sens où Hydro-Québec prendrait le rôle de l'assureur envers Norsk-Hydro dont les débouchés sont incertains. Hydro-Québec accepte d'offrir des tarifs très bas si Norsk-Hydro a des problèmes sur le marché de son produit. Par contre si le prix de vente du magnésium est tel que Norsk-Hydro a des rendements élevés, elle répercute ces rendements sur le prix de l'électricité et "partage" en quelque sorte ses profits avec Hydro-Québec.

*\* Du 01.01.2006 au 31.12.2009*

Du 01.01.2006 au 31.03.2006, on applique le même prix de base qu'au 31.12.2005.

Le 01.04.2006, le prix de base est le plus faible des deux montants suivants:

- le prix de base en vigueur le 01.04.2005 indexé au 01.04.2006
- le prix de base du 01.04.2005 auquel on ajoute les variations du tarif grande puissance entre le 01.04 2005 et le 01.04 2006.

Puis le prix de base du 01.04 2006 est réactualisé à chaque variation du tarif grande puissance et reste le plus petit prix des deux montants qu'on obtient en indexant le prix du 01.04.2006 ou en lui ajoutant toutes les variations du tarif grande puissance.

Ainsi, si la formule précédente aboutissait au 31.12.2005 à un prix de base supérieur au tarif grande puissance, le prix de base dans cette dernière période reste supérieur au tarif grande puissance. Par contre si le prix de base en 2005 est inférieur au tarif grande puissance, il le reste jusqu'en 2009. C'est en cela que le contrat est à partage de risques, il est basé sur les variations du prix du magnésium et Hydro-Québec supporte sur le prix de vente de son électricité un risque équivalent à celui que Norsk-Hydro subit sur le marché du magnésium pendant une période de seize ans.

Cependant ce risque est limité pour Hydro-Québec par le contrat. L'article 9.5 précise en effet que, quoiqu'il arrive entre 1994 et 2009, le prix de base appliqué aux ventes à Norsk-Hydro ne peut pas sortir d'une fourchette de plus ou moins 25% du tarif grande puissance. Le risque qu'Hydro-Québec accepte de partager est donc limité et si le prix du magnésium s'écroule brusquement, Hydro-Québec ne soutient Norsk-Hydro que partiellement, même dans la seconde période et s'assure que le prix de transaction n'est jamais inférieur de plus de 25% à son tarif "L". Cette limite du partage de risque est aussi une limite au partage de bénéfices dans la mesure où Norsk-Hydro n'aura jamais à payer un prix supérieur de plus de 25% au tarif grande puissance.

*\* Du 01.01.2010 au 31.12.2013 (fin des accords).*

Dans cette dernière période du contrat, le prix de l'électricité vendue à Norsk-Hydro tend à s'approcher du tarif "L".

- si le prix de base au 31.12.2009 est supérieur ou égal au tarif grande puissance du 01.01.2010, alors c'est le tarif grande puissance qui s'applique jusqu'à la fin du contrat.
- si le prix de base du 31.12.2009 est inférieur au tarif grande puissance du 01.01.2010, alors le prix de base pour chaque année jusqu'au 31.12.2013 est:

**prix de base du 31.12 de l'année précédente + 0,25\*(tarif "L" du 31.12.2009 - prix de base le 31.12 2009) + toutes les variations positives ou négatives du tarif "L" entre le 01.01.2010 et le 31.12.2013**

Ceci pour que le prix de base soit égal le 31.12.2013 au tarif grande puissance.

Dans cette période comme dans le début du contrat, on s'arrange pour que le prix de base ne dépasse jamais le tarif grande puissance.

### **III LES PARTICULARITES DU CONTRAT D'ELECTRICITE**

Le contrat d'électricité en question ici ne comporte pas exactement les caractéristiques types des contrats de ventes évoqués dans la littérature. On a réussi à justifier l'existence du contrat par la présence d'investissements spécifiques à la transaction. Norsk-Hydro a monté son usine à Bécancour parce qu'elle avait l'assurance d'être fournie là en électricité pour une longue période. Le contrat doit théoriquement l'assurer contre une tentative d'appropriation par Hydro-Québec des quasi-rentes issues de l'investissement dans l'usine de Bécancour. Or, le contrat fait plus que cela encore. Loin d'obliger Hydro-Québec à facturer son électricité selon ses coûts de production, il permet à Norsk-Hydro de payer parfois un prix inférieur aux coûts de production. Le contrat ne vise donc pas seulement à empêcher les comportements opportunistes ex-post, il instaure un partenariat entre les deux firmes. La formule de prix qui prend en compte le prix moyen de vente du magnésium et l'indice des prix dans le prix de base, suggère qu'il existe une sorte de participation d'Hydro-Québec aux bénéfices de Norsk-Hydro. Dans le cadre d'une relation normale, Hydro-Québec aurait imposé le tarif grande puissance à Norsk-Hydro sans avoir besoin de signer un contrat, le gouvernement, propriétaire des actions d'Hydro-Québec, garantissant qu'elle fournit bien tous ses abonnés à des tarifs cohérents avec ses coûts de production. Le contrat a ici une valeur plus stratégique. Hydro-Québec se voit investie du devoir d'attirer sur le territoire québécois des industries susceptibles de favoriser le développement économique de la province. C'est dans ce cadre qu'elle offre à Norsk-Hydro des arrangements de tarifs

qu'elle lui garantit dans un contrat. La relation entre les deux firmes se situe donc dans le cadre d'un partage de risques et de bénéfices. Hydro-Québec offre à Norsk-Hydro des rabais de prix en début de relation et, dans une moindre mesure, à la fin. Dans les autres périodes elle indexe le prix de l'électricité sur les revenus de son client et sur le niveau des prix. Elle assume donc une partie des risques sur le prix du produit de son client mais touche une rente par rapport au prix normal de l'électricité quand celui-ci connaît des augmentations du prix de son produit. Le contrat permet ainsi à Hydro-Québec de participer aux opportunités d'un autre marché que celui de l'électricité et d'écouler des surplus qu'elle ne pouvait pas vendre en dehors de ce genre de contrat.

Hydro-Québec tient ainsi un rôle d'assureur pour Norsk-Hydro et on peut se demander si Norsk-Hydro n'aurait pas pu s'assurer différemment contre le risque du prix du magnésium. Norsk-Hydro peut par exemple s'assurer contre des risques de variation aléatoire du prix de son produit en le vendant à terme ou en s'engageant elle-même dans des contrats de vente avec ses clients. Elle serait ainsi moins soumise aux aléas du marché. En fait, c'est la stratégie qu'elle adopte de toute façon. S'assurer contre les risques de prix n'empêche pas la firme de s'assurer du côté de ses coûts de production. En signant des contrats à la fois avec ses clients et avec ses fournisseurs d'input, Norsk-Hydro supprime correctement une partie du risque sur son profit, les deux types d'assurance se complétant parfaitement. Il ne nous est hélas pas possible de connaître le type d'arrangement que Norsk-Hydro prend avec ses clients. Ces détails s'avèrent secrets et on sait seulement que les prix de marché des différents types de magnésium qui sont publiés sont rarement ceux que fait payer la compagnie<sup>1</sup>. Ce qu'on note simplement c'est qu'il n'y a pas d'alternative au contrat d'électricité étudié ici. Le partage de risque obtenu sur le coût de production ne peut pas être remplacé mais plutôt complété par des mesures sur le prix du produit. Il semble de plus que les avantages obtenus des négociations avec Hydro-Québec résultent du caractère public de cette compagnie et du rôle qu'elle joue dans la politique économique de la province.

---

<sup>1</sup> Dixit un responsable de Norsk-Hydro Canada inc.



Norsk-Hydro ne pourrait certainement pas aboutir à des accords aussi avantageux avec ses clients qui, en tant que sociétés privées, n'aurait pas intérêt à lui procurer d'aussi bonnes conditions d'échange.

La dernière question dont nous discuterons dans cette conclusion est celle de la symétrie de l'information. On a souligné que les relations verticales impliquaient des accords sur des prix, des quantités et des qualités généralement parfaitement vérifiables et ne laissaient pas de place pour le risque moral. Ce point se discute dans le cas du contrat d'électricité. En effet, la détermination du prix de vente moyen annuel du magnésium utilisé pour le calcul du prix de base entre le 01.04.1994 et le 31.12.2005 pourrait laisser à Norsk-Hydro l'occasion de faire de fausses déclarations. Le prix de vente moyen annuel du magnésium est calculé d'après les "flux monétaires" de Norsk-Hydro. Les flux monétaires sont "la différence entre les rentrées de fonds et les sorties de fonds directement attribuables aux activités d'immobilisation et d'exploitation de l'usine de magnésium au cours d'un exercice financier, le tout déterminé [...] d'après les états financiers vérifiés du client pour cet exercice financier". Certaines opérations comptables pourraient permettre à Norsk-Hydro de jouer sur les flux monétaires de façon à influencer le prix de base de l'électricité. Il est tout à fait dans son intérêt d'agir ainsi. Il nous faut donc rechercher dans le contrat les méthodes d'incitation ou les techniques de vérification qui interdisent ces agissements.

Les flux monétaires sont obtenus en rajoutant au bénéfice net de l'entreprise les coûts qu'elle a supportés. Toutes les dépenses à prendre en compte sont définies par le contrat comme étant celles "établies conformément aux principes comptables reconnus tels que recommandés par l'Institut Canadien de Comptables Agréés". Norsk-Hydro a peu de moyen de jouer sur les dépenses qui sont étroitement définies par la comptabilité. Cependant, pour tout ce qui concerne les relations entre affiliés (l'usine de Bécancour avec les autres filiales de Norsk-Hydro), les dirigeants de la compagnie peuvent arranger les chiffres dans le sens qui leur convient. Ils peuvent ainsi gonfler les prix des services rendus par les affiliés de Norsk-Hydro Canada, sa participation aux frais du siège social ou aux dépenses de recherche et développement ou ils peuvent

atténuer les prix des ventes faites par l'usine de Bécancour à ses affiliés. Ce faisant ils font baisser les flux monétaires à déclarer et donc le prix de vente moyen de leur produit. Le contrat prévoit ces agissements et limite les dépenses et les ventes auprès des affiliés qui peuvent être prises en compte pour la détermination du flux monétaire annuel. Les normes précises de la comptabilité et les spécifications du contrat limitent la marche de manoeuvre de Norsk-Hydro lors de l'établissement de ses états financiers ce qui réduit significativement le risque moral. Il faut rajouter que c'est la variation du prix de vente moyen annuel du magnésium calculé sur trois ans et non pas son niveau absolu qui entre en compte dans le calcul du prix de base de l'électricité. Ceci rend moins évidentes des manipulations de comptes qui permettraient de faire diminuer le prix de base.

Pour ce qui est des fausses déclarations, l'article 11 du contrat prévoit l'arbitrage de vérificateurs externes aux deux firmes et chargés de vérifier la validité des déclarations de Norsk-Hydro. Ainsi, le risque moral qui peut apparaître, non pas du fait de la relation mais de la forme même du contrat (le mode de calcul du prix de vente moyen annuel), est limité par des clauses précise et par le recours à des arbitres externes qui évitent tout recours coûteux à la justice en cas de tricherie de la part du client.

## CONCLUSION

Dans le cadre de relations verticales pour l'échange d'un input de production on observe fréquemment des contrats de vente. Dans la littérature on explique l'existence de ces contrats par la théorie des coûts de transaction. Ainsi, la théorie des coûts de transaction suppose que l'existence d'un contrat est justifiée quand l'un des deux participants à la relation réalise un investissement spécifique à sa transaction avec le second, un investissement qui perd sa valeur si ce dernier cesse de transiger avec lui. Dans le cadre des relations verticales, les contrats servent donc le plus souvent à protéger des participants qui ne peuvent pas se permettre de voir la relation s'arrêter trop tôt à cause des sommes qu'ils ont engagées pour la rendre possible. Ce genre de contrat protège l'investisseur contre des attitudes "opportunistes" de son partenaire, attitude qui consiste à prendre avantage de l'immobilité des actifs de l'investisseur pour exercer un chantage sur les prix et l'acculer à accepter n'importe quelles conditions. Le contrat fixant les conditions de l'échange avant la réalisation de l'investissement, ces comportements sont rendus impossibles. Alors plus les investissements spécifiques sont importants et durables, plus la victime potentielle de marchandage a intérêt à lier son partenaire à plus long-terme.

La théorie des coûts de transaction postule ensuite que les contrats signés sont de forme simple de façon à minimiser leurs coûts de négociation et leurs coûts d'exécution. Afin que la négociation et l'écriture soient aisées, il faudrait avoir peu de choses à spécifier. Mais par la suite, pour que l'exécution ne débouche pas sur des litiges ou pour que ces litiges soient facilement tranchés, il faut que le contrat ait pris en compte le maximum de détails, qu'il ait prévu toutes les opportunités et donné des directives pour chacune. Ces contrats complets sont impossibles à atteindre surtout quand les relations à régler sont caractérisées par une incertitude importante. Toutefois, les contrats sont rédigés de façon à éviter au maximum les volontés de renégociation futures de l'un ou des deux signataires. Les désaccords interviendront le plus souvent au sujet du prix du

bien échangé, le contrat doit donc prévoir une évolution du prix qu'il détermine afin que l'un des participants n'ait pas intérêt, dans une période, à transiger sur le marché et à quitter le contrat.

Le contrat que l'on étudie en manière d'extension à notre revue de la littérature ne regroupe cependant pas toutes les caractéristiques que celle-ci a relevées. En fait il semble que le contrat ait eu un autre but que la protection des investissements spécifiques. L'échange en question se situe également dans un contexte particulier. L'électricité n'est pas un bien vendu sur un marché compétitif au Québec. Elle est essentiellement vendue par le monopole d'état Hydro-Québec. Pour prendre la décision de s'installer au Québec, Norsk-Hydro devait être assurée d'y trouver l'approvisionnement suffisant en hydroélectricité à un coût compétitif. Norsk-Hydro étant elle-même une compagnie productrice d'hydroélectricité en Norvège, le but de son installation au Canada était essentiellement de se rapprocher de ses débouchés pour le magnésium en Amérique du Nord et du Sud. Si elle avait seulement voulu augmenter ses capacités de production, elle aurait pu accroître la taille de son unité de production en Norvège ou installer une usine à proximité de ses fournisseurs de matières premières (dolomie, eau de mer et magnésite). En fait il était important pour la compagnie d'installer une unité de production sur le continent américain et il était important pour le Québec, qui n'abrite pas d'industries auxquelles l'usine de magnésium pourrait faire concurrence, que Norsk-Hydro choisisse son territoire. C'est pourquoi Hydro-Québec a été incitée à proposer un contrat avantageux, contrat qui est stratégique dans la mesure où il représente la concurrence qui existe entre les états producteurs d'électricité pour attirer chez eux les investissements des grosses industries. D'un autre côté, Hydro-Québec ne peut pas se permettre de concéder trop d'avantages à ses clients sur le plan des tarifs. D'abord parce que si elle réalise des pertes sur la vente d'électricité, l'avantage économique régional de l'installation de Norsk-Hydro à Bécancour risque d'être dépassé par les coûts de son alimentation en énergie. Sur ce point, certains économistes estiment déjà que les contrats signés par Hydro-Québec avec Norsk-Hydro et diverses alumineries représentent en fait une perte de richesse réelle pour les québécois. En 1990,

le professeur Jean-Thomas BERNARD<sup>2</sup> dénonçait ces contrats comme étant des subventions indirectes qu'il évaluait à 200000\$ par emploi créé, ce qui est trop cher payé pour que les contrats soient un avantage pour la province. D'un autre côté, du point de vue de la réglementation internationale, des pertes d'Hydro-Québec seront interprétées comme une subvention que le gouvernement québécois verserait à Norsk-Hydro. Des producteurs américains de magnésium ont d'ailleurs porté plainte auprès du département du commerce américain (D.C.A.) à ce sujet. Le D.C.A. a statué en faveur de ces derniers et imposé un droit de douane sur les importations de Norsk-Hydro Canada aux Etats-Unis et réclamé un remaniement du contrat. C'est la dernière épreuve du contrat que nous avons étudié ici dont la nouveauté est qu'il impose des remboursements des rabais de prix accordés les premières années en fonction de la rentabilité de Norsk-Hydro Canada. Sous cette dernière forme, mis à part les rabais de 60% accordés en 1989 et 1990 sans clause de remboursement, le contrat s'analyse plus comme un partenariat entre les deux firmes que comme une subvention. En ce sens, la théorie du pouvoir de marché expliquerait mieux l'existence du contrat que la théorie des coûts de transaction.

Hydro-Québec a signé de tels arrangements avec une douzaine d'industries grosses consommatrices d'énergie. Tous ces contrats sont demeurés secrets et la publication de l'accord avec Norsk-Hydro a été causée par une indélicatesse qui a valu à la firme de voir ses produits taxés à l'entrée des Etats-Unis. Aussi, celle-ci est peu disposée à s'ouvrir au public et nous n'avons pas pu savoir comment évoluaient ses conditions d'approvisionnement en électricité ni comment elle prévoyait ses prix de base dans les années à venir.

---

<sup>2</sup> Directeur du groupe de recherche en économie de l'énergie à l'Université Laval

## BIBLIOGRAPHIE

ALCHIAN Armen A., CRAWFORD Robert G., KLEIN Benjamin, VERTICAL INTEGRATION, APPROPRIABLE RENTS AND THE COMPETITIVE CONTRACTING PROCESS, *Journal of Law and Economics*, 21 (1978)

BELANGER Danny, BERNARD Jean-Thomas, ELECTRICITY EXPORTS AND HYDRO-QUEBEC'S 1986-2000 DEVELOPMENT PLAN, *The Energy Journal*, 10 (1989)

BERGERON Johanne, FAUCHER Philippe, HYDRO-QUEBEC, LA SOCIÉTÉ DE L'HEURE DE POINTE, 1986, *Les Presses de l'Université de Montréal*

CROCKER Keith J., MASTEN Scott E., EFFICIENT ADAPTATION IN LONG-TERM CONTRACTS: TAKE OR PAY PROVISIONS FOR NATURAL GAS, *The American Economic Review*, 75 (1985)

ERICKSON John R., GOLDBERG Victor P., QUANTITY AND PRICE ADJUSTMENT IN LONG-TERM CONTRACTS: A CASE STUDY OF PETROLEUM COKE, *Journal of Law and Economics*, 30 (1987)

HYDRO-QUEBEC, CONTRIBUTION AU DEVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE DU QUEBEC, *Plan de développement 1993, Proposition*

HYDRO-QUEBEC, PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUEBEC, *Plan de développement 1993, Proposition*

JOSKOW Paul L., CONTRIBUTIONS TO THE THEORY OF MARGINAL COST PRICING, *The Bell Journal of Economics*, 7 (1976)

JOSKOW Paul L., VERTICAL INTEGRATION AND LONG-TERM CONTRACTS: THE CASE OF COAL-BURNING ELECTRIC GENERATING PLANTS, *Journal of Law, Economics and Organisation*, I:1 (1985)

JOSKOW Paul L., CONTRACT DURATION AND RELATIONSHIP-SPECIFIC INVESTMENTS: EMPIRICAL EVIDENCE FROM COAL MARKETS, *American Economic Review*, 77 (1987)

JOSKOW Paul L., ASSET SPECIFICITY AND THE STRUCTURE OF VERTICAL RELATIONSHIPS: EMPIRICAL EVIDENCE, *Journal of Law, Economics and Organisation*, 4 no1 (1988)

JOSKOW Paul L., PRICE ADJUSTMENT IN LONG-TERM CONTRACTS: THE CASE OF COAL, *Journal of Law and Economics*, vol XXXI (1988)

JOSKOW Paul L., THE PERFORMANCE OF LONG-TERM CONTRACTS: FURTHER EVIDENCE FROM COAL MARKETS, *Rand Journal of Economics*, 2 (1990)

MACLEOD W. Bentley, MALCOMSON James M., INVESTMENTS, HOLD-UP, AND THE FORM OF MARKET CONTRACTS

MULHERIN J. Harold, COMPLEXITY IN LONG-TERM CONTRACTS: AN ANALYSIS OF NATURAL GAS CONTRACTUAL PROVISIONS, *Journal of Law, Economics and Organisation*, II:1 (1986)

PARSONS John E., ESTIMATING THE STRATEGIC VALUE OF LONG-TERM FORWARD PURCHASE CONTRACTS USING AUCTION MODELS, *The Journal of Finance*, XLIV, no 4 (sept. 1989)

REES Ray, THE THEORY OF PRINCIPAL AND AGENT: PART I, *Bulletin of economic research*, 37:1 (1985)

REES Ray, THE THEORY OF PRINCIPAL AND AGENT: PART II, *Bulletin of economic research*, 37:2 (1985)

WILLIAMSON Oliver E., CREDIBLE COMMITMENTS: USING HOSTAGES TO SUPPORT EXCHANGE, *American Economic Review*, 73 (1983)