

LES ENJEUX DU TRANSPORT POUR LE GAZ
ET L'ÉLECTRICITÉ : LA FIXATION DES
CHARGES D'ACCÈS

Jacques PERCEBOIS
Laurent DAVID

Cahier N° 01.05.21

Mai 2001

CREDEN-LASER
Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie
Faculté des Sciences Economiques
Université Montpellier I, Avenue de la mer - BP 9606 - 34054 - Montpellier Cedex 1.
Site internet : <http://www.sceco.univ-montpl1.fr/creden/accueil.htm>

L'ouverture des industries de réseaux à la concurrence a pour objet de faire baisser les prix payés par le consommateur final, en écrêtant les rentes potentielles des opérateurs présents sur le réseau, en particulier sur les segments où subsistent des "monopoles naturels". Cette ouverture s'accompagne d'une séparation comptable (unbundling) voire juridique des divers segments d'activité : production, transport, distribution et parfois fourniture (commercialisation). Lorsque pour des raisons techniques (sous-additivité de la fonction de coût) cette ouverture se heurte à l'existence de monopoles naturels (réseaux de transport et de distribution), la recherche de l'efficacité collective conduit à mettre en place un système d'A.T.R. (accès des tiers au réseau). Cela implique que le gestionnaire du réseau, qui demeure un monopole, mette ce réseau à la disposition de ceux, producteurs et/ou consommateurs, qui souhaitent l'utiliser, moyennant un péage (charges d'accès) fixé selon des règles "objectives, transparentes et non discriminatoires". Le gestionnaire du réseau peut lui-même demeurer le principal fournisseur, ce qui implique de bien distinguer ce qui relève de l'activité commerciale de cet opérateur historique où il est en concurrence avec d'autres fournisseurs, et ce qui relève de son activité de gestionnaire du réseau. Il faut en effet éviter que ce gestionnaire comptabilise dans les charges d'accès au réseau de transport des coûts qui relèvent de son activité commerciale (subvention croisée). Le concept "d'essential facility" (infrastructure essentielle) est apparue dans le Sherman Act aux Etats-Unis (1890) et a été repris par le droit européen ; c'est une infrastructure qui "en raison de ses caractéristiques particulières et notamment du coût prohibitif de sa reproduction fait qu'il n'existe pas d'alternatives viables pour les concurrents potentiels qui se trouveraient, de ce fait, exclus du marché" (Tribunal des CE, 15/9/1998). Le refus d'accès comme l'accès discriminatoire constituent des cas d'abus de position dominante de la part du gestionnaire de réseau.

En Europe la Directive "électricité" cherche à organiser une concurrence à la production. L'ouverture du marché est progressive : au moins 25% depuis février 1999, 28% depuis février 2000 et 30% en février 2003. La Directive "gaz" adoptée en 1998 (donc 2 ans après le texte sur l'électricité) prévoit elle aussi une ouverture progressive du marché. Son objectif est avant tout d'ouvrir l'accès aux réseaux de gazoducs (transport-distribution) puisque la production était déjà "ouverte" et de permettre à une proportion croissante de clients éligibles de choisir leurs fournisseurs (20% depuis août 2000, 28% en août 2003 et 33% en août 2008). Notons que beaucoup de pays européens ont déjà largement dépassé ces seuils.

Dans tous les cas la tarification de l'accès des tiers aux réseaux fait partie des missions du régulateur. Ce régulateur (en général une commission indépendante qui est en charge simultanément des deux énergies) se heurte à une difficulté majeure : celle de l'asymétrie d'information qui existe entre lui et l'opérateur qu'il est chargé de contrôler (gestionnaire du réseau). Il lui est difficile de connaître avec précision les coûts fixes et variables liés à la gestion du réseau et il lui faut mettre en place toute une série de mécanismes incitatifs pour inciter l'opérateur à lui révéler sa véritable fonction de coût (tout en respectant la confidentialité de certaines informations commerciales). Le benchmarking (information par comparaison avec ce qui se passe dans d'autres pays) est ici un atout précieux. Le régulateur doit aussi éviter un écueil, celui d'être "capturé" par l'opérateur : il ne doit être accusé ni d'être trop bienveillant ni d'être trop sévère à l'égard du gestionnaire (dans le premier cas les actionnaires bénéficieraient de profits excessifs, dans le second l'activité de réseau ne serait pas viable à terme). La relation "contractuelle" qui va s'instaurer entre le régulateur et l'opérateur en charge du réseau doit donc, pour être efficace, permettre de lutter contre deux comportements déviants de l'opérateur : la sélection adverse et le hasard moral. La sélection adverse traduit l'incapacité du régulateur à observer la réalité des coûts supportés tandis que le hasard moral traduit la difficulté qu'il rencontre pour inciter l'opérateur à faire des efforts en vue d'accroître son efficacité (réduire ses coûts). Le recours à des incitations, pénalités, menaces crédibles (rendre tous les "marchés contestables" en supprimant les barrières "juridiques" à l'entrée et si possible les barrières à la sortie) est un moyen pour le régulateur de "discipliner" le monopole gestionnaire du réseau. La question majeure reste toutefois de fixer un tarif d'accès au réseau qui soit à la fois juste, efficace, transparent, non discriminatoire et qui permette la viabilité de cette activité de réseau sur le long terme. Les enseignements de la théorie économique sont ici précieux (section 1) mais les quelques expériences dont on peut se prévaloir aujourd'hui montrent qu'en pratique les arbitrages sont souvent difficiles car générateurs d'effets pervers (section 2).

I. Les préceptes de la théorie

En général le gestionnaire du réseau est l'opérateur historique c'est-à-dire qu'il demeure le principal fournisseur sur le marché du gaz ou de l'électricité (des exceptions existent, au Royaume-Uni par exemple pour l'électricité ou dans de nombreux Etats des Etats-Unis pour le gaz naturel, mais dans ce dernier cas le gestionnaire reste souvent fournisseur par filiales interposées). Le problème essentiel du régulateur est alors de s'assurer que la tarification d'accès

au réseau ne sera pas génératrice d'effets pervers liés à l'existence de subventions croisées (cf. tableau 1 sur les principes à respecter).

Concernant la tarification de l'accès au réseau le régulateur se doit de répondre aux 10 questions posées dans le tableau 3 en annexe. Un principe général doit le guider, la règle dite de Faulhaber-Sharkey. La préoccupation du régulateur est d'une part de s'assurer que le gestionnaire du réseau qui laisse entrer un concurrent va obtenir une juste rémunération pour le service rendu et d'autre part d'éviter les stratégies dites de contournement (bypass) qui conduiraient les nouveaux entrants à construire leur propre réseau à cause de charges d'accès prohibitives. La rémunération liée à l'accès au réseau doit donc permettre de couvrir, au minimum, le "coût incrémental moyen" (c'est-à-dire le coût marginal y compris une partie des frais fixes) supporté par l'opérateur historique du fait de l'entrée d'un concurrent. Elle doit en même temps rester inférieure au "coût de fourniture isolée" (stand alone cost) qui est le coût que supporterait ce concurrent s'il décidait de dupliquer le réseau. D'où la règle :

$$\text{coût incrémental moyen} < \text{charge d'accès} < \text{coût de fourniture isolée.}$$

Mais la plage des valeurs entre les deux bornes est particulièrement large.

1. ATR négocié ou régulé ?

L'ATR négocié implique que le gestionnaire du réseau dispose d'une certaine marge de manoeuvre dans la fixation des tarifs (il doit néanmoins publier les règles générales) alors que l'ATR régulé implique que c'est le régulateur (ou le ministère sur proposition du régulateur) qui fixe les tarifs. Le second système paraît aujourd'hui préférable à beaucoup car c'est une garantie contre la discrimination.

2. Cost-plus ou price-cap ?

Avec le cost-plus le tarif est fixé sur la base des coûts fixes et variables retenus, y compris une rémunération juste et raisonnable du capital investi. Cela garantit l'équilibre budgétaire du gestionnaire et présente un avantage s'il est adverse au risque. Mais cela peut entraîner des effets pervers sous forme de surinvestissement (effet dit Averch-Johnson). Avec le price-cap le régulateur fixe un plafond de prix à respecter (en général de la forme RPI-X i.e. retail price index minus X où X représente un facteur d'efficacité). Le gestionnaire s'engage à ce que le tarif ne dépasse pas ce plafond (qui tient compte du taux d'inflation mais incorpore un

engagement de baisser les coûts). Si le facteur d'efficacité X est supérieur au taux d'inflation (ce qui est en général le cas) cela signifie que le tarif doit baisser chaque année. Si le gestionnaire parvient à baisser ses coûts au-delà de l'index X prévu de façon contractuelle, le profit dégagé est pour lui. Pour éviter toutefois des surprofits illégitimes dus à une mauvaise évaluation des gains d'efficacité par le régulateur (le régulateur a sous estimé X), on peut mettre en place un système de price-cap hybride qui prévoit simultanément un plafond de prix et un plafond de recettes pour le gestionnaire. Au-delà de ce plafond de recettes les gains d'efficacité sont partagés entre les actionnaires et les consommateurs. Le price-cap est évidemment beaucoup plus incitatif que le cost-plus mais il suppose que les asymétries informationnelles entre le régulateur et le gestionnaire du réseau ne soient pas trop fortes.

En réalité tout dépend de la période durant laquelle le système est prévu. Un price-cap mis en place sur une période courte n'incite pas le gestionnaire à faire des gains d'efficacité car il sait que le régulateur va ensuite en tenir compte dans le choix du paramètre X . L'incitation n'est donc réelle que si la période de régulation est au minimum de 3 ans (en pratique c'est souvent 3 à 5 ans). A l'inverse un cost-plus peut être incitatif si la formule n'est pas revue avant deux ou trois ans.

Il existe plusieurs types de cost-plus : ce peut-être une tarification du type FDC (c'est-à-dire au coût marginal avec répartition des coûts fixes au prorata d'un critère objectif selon les méthodes proposées par Brauetigam), une tarification du type "timbre-poste" (forfait basé sur des coûts fixes et variables) ou une tarification de type Ramsey-Boiteux (tarification en fonction inverse des élasticités-prix de la demande sur les divers segments du marché). Une méthode particulière mérite une certaine attention : l'ECPR proposée par Baumol et Sidak (Efficient Component Pricing Rule). Le tarif est composé de deux éléments : le coût incrémental moyen supporté par l'opérateur gestionnaire du réseau (qui reste a priori le principal fournisseur) et un coût d'opportunité correspondant à la perte de recette supportée par cet opérateur qui, en mettant son réseau à disposition d'autrui, perd un client potentiel. Ainsi deux principes essentiels seront respectés : le principe d'indifférence (l'opérateur historique ne cherchera pas à bloquer l'entrée sur le réseau puisqu'il bénéficiera d'une rémunération identique que le concurrent entre ou n'entre pas sur le réseau) et le principe d'efficacité (tout entrant potentiel n'entre sur le marché que s'il est au moins aussi efficace que l'opérateur en place). Mais ce système présente des inconvénients car il peut permettre à l'opérateur historique de conserver une partie de sa rente et surtout il suppose que tout entrant potentiel est un client perdu pour le monopole en place. Ce point de vue est

discutable si l'on admet qu'une partie de la demande nouvelle captée par l'entrant ne se serait pas adressée à l'opérateur historique.

3. Répartition de la charge d'accès entre le consommateur et le fournisseur ?

Il est généralement admis qu'une partie de la charge d'accès doit être imputée directement au consommateur final et une partie au fournisseur. Si l'intégralité de la charge était imputée au consommateur les exportations (d'électricité ou de gaz) ne participeraient pas au financement de l'infrastructure. Si l'intégralité de la charge était payée par le fournisseur les importations seraient de fait exonérées. On conçoit en outre qu'il faille harmoniser la structure des charges d'accès entre les divers pays. Dans le cas de l'électricité avec par exemple un système de timbre-poste si le pays A choisit un système consommateur 100% - fournisseur 0% alors que le pays B opte pour un système consommateur 0% - fournisseur 100%, on constate que les exportations de A vers B sont totalement exonérées de charge d'accès au réseau alors que les exportations de B vers A subissent un double tarif (pancaking).

4. Répartition de la charge d'accès entre "capacité réservée" et "quantité transitée" ?

C'est sans doute l'une des questions les plus délicates car cela suppose que l'on sache bien identifier les coûts fixes et les coûts variables, d'une part, faire supporter à chaque entrant les conséquences de sa présence sur le réseau d'autre part. L'infrastructure se caractérisant par une proportion importante de coûts fixes l'essentiel de la charge d'accès va couvrir des dépenses d'amortissement. Il paraît en conséquence logique de faire payer les coûts fixes au niveau de la réservation de capacité (puissance souscrite pour l'électricité, capacité journalière maximale réservée dans le tuyau pour le gaz naturel) et d'imputer les coûts variables aux quantités réellement transitées (kwh par an ou millions de m³ par an). On peut en outre tenir compte, dans le tarif, de la façon dont cette capacité réservée est utilisée c'est-à-dire du facteur de charge. Il est évident que l'utilisateur du réseau aura intérêt à bénéficier d'un facteur de charge élevé si la totalité des coûts fixes est payée au niveau de la capacité réservée. Nous reviendrons sur cette question plus précisément au cours de la deuxième section.

5. Prise en compte de la distance qui sépare le fournisseur du consommateur ?

Dans le cas du gaz naturel il paraît logique de prendre en considération cette distance et l'on peut aisément mesurer le parcours suivi par la molécule de gaz. Dans le cas de l'électricité il est impossible de connaître le chemin suivi par l'électron en raison des lois de KIRCHOFF qui font que le courant se répartit dans le réseau en empruntant le chemin de moindre résistance, lequel n'a a priori aucune raison de correspondre à la distance géographique. La tarification optimale de

premier rang serait en fait une tarification nodale mais elle est souvent difficile à mettre en oeuvre. On peut certes envisager une tarification selon un "chemin théorique" mais la plupart du temps c'est une tarification forfaitaire du type "timbre-poste" qui est retenue (en fait double timbre-poste, une partie payée par le consommateur et une partie par le fournisseur). La conséquence pour le gaz de la prise en compte de la distance est que la tarification ne sera pas neutre par rapport à la localisation des clients éligibles.

6. Différenciation spatiale des tarifs ?

Lorsque la distance est prise en compte il y a nécessairement différenciation spatiale et cela aura des conséquences sur l'aménagement du territoire. Il ne faut pas oublier que la majorité des points d'entrée du gaz en France se situe dans la partie nord du territoire. Lorsque la distance n'intervient pas explicitement (cas de l'électricité) il est néanmoins possible de tenir compte de certaines spécificités spatiales du réseau. Il y a alors des coûts de renforcement à prévoir (région PACA en France par exemple). Notons que ces coûts de renforcement doivent logiquement être imputés à l'ensemble des consommateurs et non pas seulement aux nouveaux entrants car sinon cela constituerait une "barrière à l'entrée" sur le réseau (d'où le principe du "shallow cost" qui prévoit de faire payer les coûts directs de raccordement au nouvel entrant mais pas les coûts de renforcement en amont du réseau).

7. Différenciation horosaisonnaire des tarifs ?

Si les coûts fixes sont imputés à la capacité réservée et si l'utilisateur du réseau réserve la capacité maximale dont il aura besoin, il n'y a pas lieu de différencier les tarifs selon les périodes ou les heures (capacité journalière maximale dans le cas du gaz, puissance souscrite dans le cas de l'électricité). Certes le taux d'utilisation de cette capacité (facteur de charge) aura un impact sur le coût unitaire de l'énergie transportée : ce coût unitaire diminue lorsque le facteur de charge s'accroît ce qui favorise les gros industriels dont la demande est "plate" et ce qui pénalise les clients éligibles soumis à des phénomènes de pointe. Mais il n'y a pas de correspondance a priori entre le coût marginal de production de l'électricité (au niveau des centrales, ce qui justifie une différenciation horosaisonnaire en fonction des combustibles utilisés) et le coût de transport distribution. Dans certains cas le transport de l'électricité aux heures creuses peut être plus coûteux qu'aux heures pleines, selon les contraintes du réseau. Pour ce qui est du gaz naturel (en quasi totalité importé en France) il faut tenir compte des coûts de stockage et, dans la mesure où il n'y a pas encore "d'accès des tiers au stockage", on peut admettre que le transporteur impute

ces coûts de stockage au coût du transport dans le réseau. Une différenciation saisonnière est alors justifiée.

8. Période contractuelle minimale ?

Le contrat qui lie le transporteur et l'utilisateur du réseau doit être d'un an minimum si l'on veut pouvoir tenir compte de toutes les caractéristiques de la demande. Ce contrat doit être global ce qui signifie que le consommateur peut faire appel à plusieurs fournisseurs (ou le fournisseur approvisionner plusieurs clients sur le même site). On peut prévoir des tarifs dits de "secours" mais ceux-ci peuvent parfaitement s'intégrer au tarif général (il s'agit alors d'une capacité réservée avec très faible facteur de charge).

9. Le gestionnaire du réseau peut-il être présent dans l'aval ?

C'est une controverse théorique récurrente. Pour certains la dé-intégration verticale des activités de réseau couplée au développement de la concurrence a pour effet d'empêcher le "hold-up" sur le surplus des consommateurs. Si le gestionnaire du réseau n'est pas présent dans l'aval, où règne la concurrence, cela est préférable en situation d'asymétrie d'information car cela évite les subventions croisées au détriment du transport. D'autres travaux (GILBERT et RIORDAN) montrent que l'intégration est parfois préférable à la séparation de deux activités complémentaires car l'intégration élimine l'équivalent informationnel de la double marginalisation. On rencontre les deux situations mais en général le transporteur reste présent dans l'activité de fourniture (directement ou via des filiales). Il appartient dès lors au régulateur d'être vigilant et de s'assurer qu'une partie des coûts liés à la commercialisation n'est pas répercutée dans la charge d'accès au réseau.

10. Comment traiter les problèmes de congestion ?

Le gestionnaire du réseau peut refuser l'accès à un entrant lorsque le réseau est saturé mais cela doit être justifié (et généralement autorisé par le régulateur) et ne pas correspondre à une stratégie discriminatoire de sa part. Il peut aussi mettre en place un système de "contrats effaçables" qui, moyennant une incitation financière, permettent à certains consommateurs de se retirer du réseau en cas de congestion. On peut aussi envisager un marché secondaire des capacités réservées qui permet à certains consommateurs de revendre une capacité non utilisée à ceux qui en ont besoin. Mais le régulateur doit veiller à ce qu'il n'y ait pas de stratégie spéculative à ce niveau (il pourra par exemple imposer un prix plafond sur ce marché secondaire¹). Si la congestion est trop fréquente c'est que le réseau est inadapté. Il appartient

¹ Le rôle d'un marché secondaire de la capacité de transport sera précisé dans la deuxième section.

alors au régulateur de prendre les dispositions nécessaires pour renforcer le réseau (en faisant procéder aux investissements indispensables, au besoin par appel d'offres).

Face à ces 10 questions soulevées par l'ouverture des réseaux gaziers et électriques à la concurrence, il est intéressant d'étudier les choix effectués par les régulateurs dans les pays anglo-saxons qui sont des précurseurs en matière de déréglementation afin de relever l'impact concret des réponses apportées. Dans cette optique, les options provisoires choisies par les opérateurs français méritent également d'être analysés.

II. L'ATR en France et les leçons des pays anglo-saxons

1. Les premières tarifications de l'ATR de gaz et d'électricité en France

1. La tarification ATR sur le réseau de transport-distribution de gaz naturel en France

Dans l'attente du vote de la loi de transposition de la Directive Gaz et de la publication du tarif qui sera proposé par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), Gaz de France a décidé de mettre en place un dispositif transitoire permettant aux clients éligibles (producteurs d'électricité utilisant le gaz naturel et consommateurs finals dont la consommation annuelle sur un site dépasse 25 millions de mètres cubes) d'avoir accès à ses réseaux de transport et distribution pour conclure des contrats de fourniture avec les fournisseurs de leur choix. Rappelons que c'est en principe un système d'ATR "régulé" (et non pas négocié) qui sera retenu en France ce qui veut dire que le Ministère édictera une grille tarifaire sur proposition de la CREG. La tarification retenue par GDF est une tarification de type cost-plus fondée sur trois critères : la capacité journalière maximale réservée, la quantité annuelle de gaz qui transite dans le réseau, la distance qui sépare le point d'entrée du point de sortie. Il y a assez peu de points d'entrée (8 environ) ; il y a en revanche un grand nombre de points de sortie et c'est la raison pour laquelle les points de sortie ont été regroupés en "zones de tarif" à l'image de la carte orange dans les transports en commun. En pratique le système distingue le réseau principal (grand transport), les réseaux régionaux et les réseaux de distribution. La formule retenue est de la forme suivante (c'est un tarif conclu pour un an minimum) :

$$T = p_1 C(1+k) + p_2 Qk$$

où T représente le tarif annuel à payer au transporteur (on prend ici le cas du réseau dit de "grand transport"), en euros par an.

C représente la capacité journalière maximale réservée par le client, en MWh/jour c'est-à-dire 10^3 kwh/jour.

Q représente la quantité de gaz naturel transportée dans le réseau de transport principal durant l'année en MWh/an.

p_1 est le prix payé en euros par an pour réserver une capacité de 1 MWh/jour

p_2 est le prix payé pour acheminer 1 MWh de gaz dans le réseau de transport principal (en euros par MWh).

Le paramètre k est un coefficient multiplicateur supérieur ou égal à 1 qui exprime la distance qui sépare le point de sortie du point d'entrée dans le réseau (notons que k varie entre 1 et 49 dans la grille retenue par GDF).

A titre d'exemple GDF a fixé en août 2000 p_1 à 18 euros et p_2 à 0,018 euros.

Terme de capacité en EUR/an $p_1 C (1+k)$	Terme de quantité acheminée en EUR/an $p_2 Q k$	Charge d'accès totale en EUR/an T	Charge d'accès unitaire en EUR par MWh
1 350 000	285 120	1 635 120	2,477

Si l'on prend un gros client industriel qui achemine 660 000 MWh pendant l'année entre le point d'enlèvement (ou entrée) et le point de livraison (ou sortie) sur le réseau de transport principal de GDF en ayant souscrit une capacité journalière maximale d'enlèvement, acheminement et livraison de 3000 MWh (/jour), au vu de son facteur de charge prévisible, et si l'on suppose que la distance qui sépare le point d'entrée du point de sortie correspond à un coefficient multiplicateur de 24 dans la grille de GDF, ce client devra payer au titre de l'ATR une charge d'accès de $T = 1\ 635\ 120$ euros par an soit 2,477 euros par MWh; ce qui fait environ 1,6 centime français par KWh.

La simulation présentée dans le tableau 6 ci-dessous montre, lorsqu'on fait varier le facteur de charge de la capacité réservée par le client, que la partie "réservation" du tarif joue un grand rôle, au même titre que la distance parcourue. Une augmentation du facteur de charge réduit, ceteris paribus, le coût moyen du gaz transporté.

A noter que chaque client doit assurer, chaque jour, l'équilibre entre la quantité "entrée" et la quantité "sortie" de gaz. En cas de déséquilibres des pénalités sont inscrites dans un "compte d'écart".

2. La tarification ATR sur le réseau de transport-distribution d'électricité en France (RTE)

La Commission de Régulation en s'appuyant sur les recommandations du Rapport CHAMPSAUR a d'ores et déjà fait connaître les grandes lignes de la tarification ATR qu'elle souhaite voir appliquée sur le réseau de transport de l'électricité et qu'elle proposera au gouvernement. suite à la loi de transposition votée le 10 février 2000 (accès régulé). C'est le système du timbre-poste, indépendant de la distance qui sépare l'injection et le soutirage sur le réseau mais qui tiendra compte de la puissance souscrite, de la tension du flux transité et de la durée d'utilisation de la puissance souscrite. Le prix du timbre d'injection devrait être d'autant plus élevé que le niveau de tension sera lui-même élevé et le prix du timbre de soutirage devrait être d'autant plus élevé que le niveau de tension sera bas. C'est une façon de tenir compte des coûts liés à la transformation. Le partage entre les timbres d'injection et de soutirage devrait être le suivant (une harmonisation européenne est toutefois nécessaire à ce niveau si l'on veut éviter les effets pervers liés au "pancaking" lors des exportations-importations d'électricité) :

partage des timbres-poste	très haute tension THT	haute tension HT (HTB)	moyenne tension MT (HTA)
injection	30%	15%	0%
soutirage	70%	85%	100%
Total	100%	100%	100%

Une structure tarifaire binôme (prime fixe et part variable) fondée seulement sur la puissance souscrite et la quantité de flux transité n'est pas considérée comme suffisante pour appréhender pleinement le comportement du client et les contraintes qu'il inflige au réseau. Il faut également tenir compte de la durée d'utilisation de la puissance souscrite. C'est pourquoi la formule tarifaire retenue sera sans doute très proche de celle qu'applique déjà EDF au niveau de l'utilisateur industriel final mais avec une différence notable importante : il n'y aura pas de différenciation horosaisonnaire des tarifs. La saisonnalité des tarifs est justifiée au niveau du client final car le coût marginal est, au niveau de la production du KWh très sensible à la période de l'année ou de la journée durant laquelle il est consommé. Il en va différemment au niveau de l'acheminement

sur le réseau qui, selon les cas, et les régions, peut être davantage sollicité aux heures creuses qu'aux heures de pointe. On peut en revanche introduire un facteur correctif pour tenir compte des phénomènes de congestion.

Il faudra aussi sans doute tenir compte des contraintes spatiales, comme le suggère le Rapport CHAMPSAUR, car les coûts de congestion sont très variables d'une zone à l'autre. Une différenciation des charges d'accès au réseau selon les zones géographiques est donc possible voire souhaitable sans pour autant réintroduire la distance entre point d'injection et point de soutirage.

La tarification retenue est donc de la forme :

$$T = aP + bf^cP$$

où T est la facture annuelle payée par l'utilisateur du réseau ;

P est la puissance souscrite maximale en KW ;

f est le facteur de charge de la puissance souscrite (énergie transitée en kwh Q ramenée à la quantité maximale de kwh qui aurait pu transiter sur le réseau si la puissance maximale avait été appelée en permanence soit $Q/8760.P$) ;

a et b des paramètres > 0 ;

c est un exposant compris entre 0 et 1 qui donne une allure concave à la fonction T.

A terme il n'est pas exclu que cette tarification de type "timbre-poste" soit remplacée par une tarification nodale dite de premier rang. Notons également que la CREG souhaite appliquer le principe du "shallow cost" pour ce qui est du tarif de raccordement. Un nouveau client se verra imputer les charges directes de raccordement mais pas les coûts éventuels de renforcement du réseau amont qui seront mutualisés sur l'ensemble des clients. La non-application de ce principe conduirait en fait à introduire une barrière à l'entrée sur le réseau de transport.

L'utilisateur du réseau électrique souscrira un contrat global d'utilisation de ce réseau (quel que soit le nombre de fournisseurs auxquels il pourra s'adresser) et la durée contractuelle minimale est fixée à un an. En cas de congestion un tarif incitatif "d'effacement" est également prévu.

Notons à ce propos que la CREG a sévèrement critiqué le tarif provisoire proposé par EDF pour trois motifs principaux :

- EDF comptabilise dans la charge d'accès au réseau un certain nombre de coûts liés aux missions dites d'intérêt général (péréquation, tarifs sociaux etc....). Le Régulateur considère que ces coûts n'ont pas à être imputés spécifiquement au transport mais relèvent davantage de la production ou de la commercialisation.

- EDF impute la totalité du timbre-poste au consommateur final qui fait appel au réseau. De ce fait les exportations ne participent pas au financement des charges d'accès. Le Régulateur souhaite un partage du timbre-poste entre le fournisseur (1/3) et le consommateur final (2/3).

- EDF a retenu un système saisonnalisé des charges d'accès au réseau. Le Régulateur considère qu'il n'y a pas lieu de pratiquer une tarification horo-saisonnière du timbre-poste car les coûts de congestion sont davantage liés à des contraintes géographiques (zone PACA par exemple) qu'à des contraintes temporelles. IL n'y a pas de correspondance temporelle entre le coût marginal de production (appel des centrales selon le merit order) et le coût marginal du transport-distribution.

2. Les leçons de la réglementation du transport dans les industries gazières anglo-saxonnes

Les tarifs du transport par gazoduc se décomposent donc en deux parties, une partie « capacité » (ou « réservation ») calculée sur la base du volume maximum souhaité par l'affréteur et une partie « volume » (ou « usage ») qui dépend des volumes effectivement transportés. Comme cela a été mentionné plus haut, la répartition des coûts fixes et variables est une question cruciale pour le régulateur chargé de contrôler les tarifs de l'accès des tiers au réseau. Afin d'évaluer les conséquences du système de tarification du transport sur le comportement des acteurs du marché gazier, il est intéressant de comparer les expériences britannique et américaine en la matière. En effet, le système tarifaire britannique s'oppose à celui appliqué au transport inter-Etats aux Etats-Unis quant à l'allocation des coûts fixes dans les tarifs. La méthode retenue par le transporteur britannique, Transco, prévoit que 65% des coûts fixes sont reportés sur la partie « capacité » tandis que la partie « volume » du tarif permet le recouvrement des coûts variables et de 35% des coûts fixes. L'instance de réglementation fédérale américaine responsable du secteur de l'énergie, la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) oblige par son décret n°636 (entré en application en 1992) les gazoducs à calculer leurs tarifs selon la méthode SFV (*Straight Fixed Variable*) qui stipule que 100% des coûts fixes doivent être récupérés sur la partie « capacité » du tarif.

Notre objectif est ici d'illustrer simplement l'impact de ce choix sur les acteurs concernés, autrement dit le transporteur et les expéditeurs. Dans un premier temps, sur la base d'un modèle de tarifs simplifiés, nous comparons les différentes formules appliquées aux États-Unis et celle en vigueur en Grande-Bretagne. Les simulations numériques ainsi réalisées nous permettront d'apprécier les tarifs d'ATR proposés par GDF depuis août 2000 quant à la répartition des coûts fixes entre l'élément « capacité » et l'élément « volume » du tarif. Dans une deuxième étape, nous mettrons en évidence les mécanismes par lesquels les affréteurs sont affectés par les choix du régulateur en matière de répartition des coûts fixes. Enfin, nous apprécierons les conséquences d'un marché secondaire de la capacité sur le coût moyen d'un affréteur.

1. Les différentes formules retenues par la FERC (USA)

La réforme des tarifs de transport américains, mise en place en 1992 par le décret 636, soulève la question de la répartition des coûts entre les clients à la lumière de l'objectif de promotion de la concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel. Pour atteindre cet objectif, le décret 636 exige que les compagnies de transport recouvrent l'intégralité des coûts fixes associés au service de transport au travers des frais de réservation de capacité acquittés par les clients fermes. Les clients interruptibles ne réservent pas de capacité journalière et n'acquittent donc pas de frais de réservation. Les coûts variables sont récupérés par le biais de frais d'utilisation appliqués sur une base volumétrique au gaz réellement transporté. Par cette réforme du mode de tarification, la FERC poursuit trois objectifs :

- i. Elle considère que la méthodologie MFV (Modified Fixed Variable) en vigueur jusqu'en 1992 faussait la concurrence sur le marché du gaz naturel. Les différences de coûts fixes entre gazoducs impliquent des différences tarifaires sur le gaz effectivement transporté. La présence de l'élément « rendement du capital » dans la partie « usage » (cf. Tableau 1) avantage les gazoducs avec de vieilles installations (nécessitant un taux de rendement plus faible parce qu'exploitant des installations amorties). Ces derniers proposent un tarif plus intéressant dans sa partie « usage ». Cet avantage implique une quantité de gaz transportée quotidienne supérieure et donc un facteur de charge du gazoduc supérieur. Bénéficiant d'un facteur de charge élevé, le gazoduc a la possibilité de réduire encore la partie « usage » de son tarif, ce qui lui fournit un avantage concurrentiel par rapport à un réseau dont les installations sont plus récentes.

Avec la méthode MFV, les prix du gaz livré subissent donc des distorsions liées aux différences techniques entre gazoducs, ce qui fausse la concurrence en amont et en aval du réseau de transport.

- ii. D'autre part l'instauration de la méthode SFV a rétabli une concurrence équitable entre les producteurs américains et les producteurs canadiens. Les tarifs sur les réseaux canadiens étant déjà calculés selon la méthode SFV.
- iii. Enfin, et surtout, l'instauration de la méthode SFV vise à promouvoir une utilisation rationnelle de la capacité de transport en reflétant les véritables coûts dans les prix. La capacité du gazoduc est déterminée par les volumes du gaz qui doivent transiter durant les jours de pointe.

Comme nous le montre le tableau ci-dessous, les objectifs de la FERC ont évolué au cours du temps ; cette évolution modifiant la répartition des coûts fixes entre partie « volume » et partie « capacité ».

Tableau 1 Evolution des méthodes de répartition des coûts retenues par la FERC

	1952		1973		1989		1993	
Intitulé de la Méthode	<i>Atlantic Seabord Method</i>		<i>United Method</i>		MFV		SFV	
	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage
Coûts fixes	50%	50%	25%	75%	87%	13%*	100%	0%
Coûts variables	0%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	100%
Avantages	Préserve la capacité de transport		Préserve le gaz dans un contexte où la capacité de transport est suffisante		Améliore l'allocation des coûts en fonction des clients		Allocation optimale de la capacité de transport	
Inconvénients	Fausse la concurrence entre expéditeurs						Pénalise les affréteurs avec un faible facteur de charge	

* les 13% de coûts fixes qui apparaissent dans la partie usage du tarif MFV correspondent au montant du rendement sur action moyen calculé par l'EIA (Energy Information Administration (EIA), 1995, « Energy Policy Act Transportation Study: Interim Report on Natural Gas Flow and Rates »)

La méthode SFV alloue donc tous les coûts fixes aux frais de réservation et tous les coûts variables aux frais d'utilisation. Le principe sous-jacent à cette méthode est la responsabilité des clients fermes dans les coûts fixes supportés par le gazoduc ; il s'agit pour la FERC de faire payer aux affréteurs le véritable coût du service de transport dont ils bénéficient. Cette méthode conduit à l'augmentation des tarifs de transport pour les clients à faible facteur de charge. En

effet, les affréteurs qui ont une demande très saisonnière avec de faibles niveaux d'utilisation de la capacité sont obligés de réserver une capacité équivalente à leur débit maximum alors qu'ils n'utiliseront l'intégralité de cette capacité que sur une courte période. Etant donné le poids des coûts fixes dans l'activité des gazoducs, l'essentiel du prix acquitté par ces clients est déterminé par les frais de réservation dans les tarifs calculés selon la méthode SFV. A l'opposé, les clients à facteur de charge élevé, tels que les industriels qui prennent des volumes de gaz relativement constants, voient leurs frais de transport diminuer avec l'application de la méthode SFV.

2. Le choix du régulateur gazier britannique

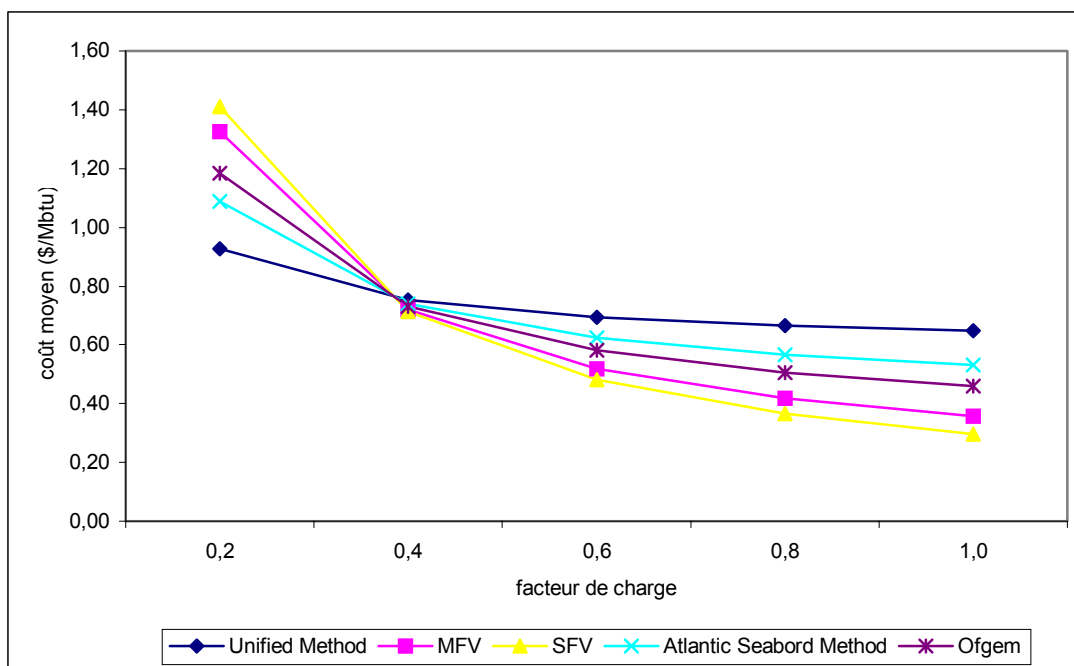
La firme exploitant le réseau britannique, Transco, justifie le maintien d'une répartition des coûts fixes entre les frais de réservation et les frais d'usage (respectivement 65% et 35%) par les leçons qu'elle tire de l'expérience américaine. La répartition des coûts fixes entre partie « capacité » et partie « usage » se justifie par l'existence d'éléments autres que les volumes de pointe pour expliquer le montant des coûts fixes. En effet, ces derniers dépendent aussi de facteurs techniques tels que la localisation des points d'entrée et de sortie du gazoduc. Enfin, cette répartition peut également être le fruit d'un souci d'équité. En effet, étant donné que la répercussion intégrale des coûts fixes sur la partie « réservation » pénalise les clients à faible facteur de charge et que ces derniers sont souvent des usagers résidentiels et commerciaux, allouer une partie des coûts fixes à la partie usage permet de respecter un certain équilibre entre les différents types de clients caractérisés par leur facteur de charge. La part des coûts fixes répercutée par Transco sur la partie réservation du tarif traduit donc les conséquences en terme d'investissements que la satisfaction de la demande de pointe entraîne ; l'autre moitié des coûts fixes allouée à la partie « usage » du tarif est justifiée par d'autres facteurs techniques et par des motivations d'équité.

3. Simulations numériques

Afin d'évaluer l'impact des différentes formules retenues par les régulateurs anglo-saxons, nous avons calculé le coût moyen de transport en fonction de différents facteurs de charge. Le tableau 5 ci-dessous retrace les résultats obtenus. Il est construit sur l'hypothèse que le volume transporté quotidiennement est constant, et nous faisons varier le volume réservé en fonction du facteur de charge. Pour chacune des formules étudiées (les 4 formules appliquées aux Etats-Unis et la formule appliquée par Ofgem en Grande-Bretagne) nous calculons des frais moyens (c'est-à-dire les frais totaux rapportés au volume effectivement transporté) de réservation et des frais moyens d'utilisation du réseau (cf. tableau 4). La somme de ces deux

types de frais donne un coût moyen global qui varie en fonction du facteur de charge. La figure ci-dessous issue de ce tableau représente l'évolution du coût moyen par rapport au facteur de charge.

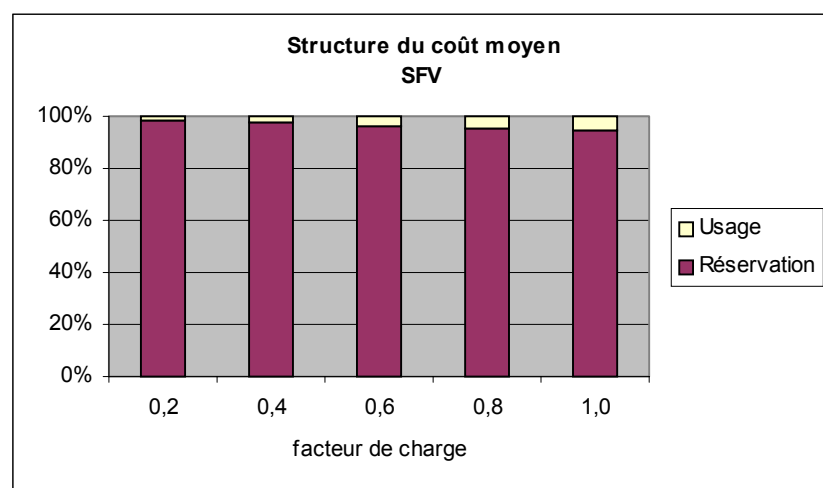
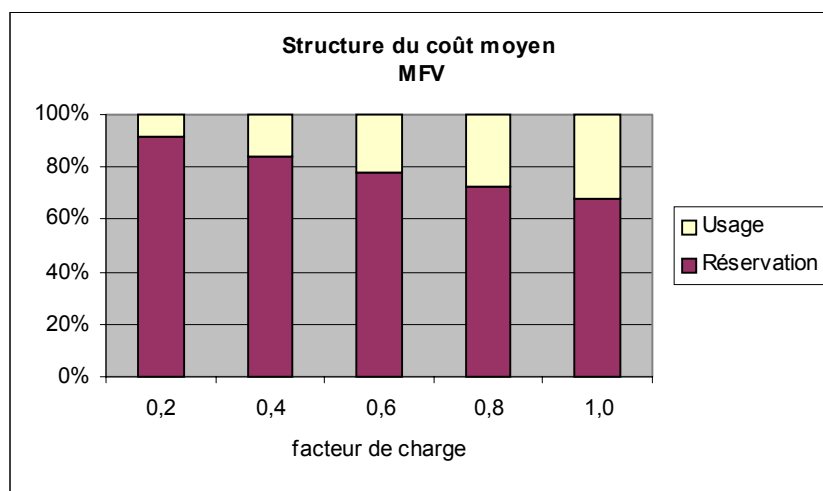
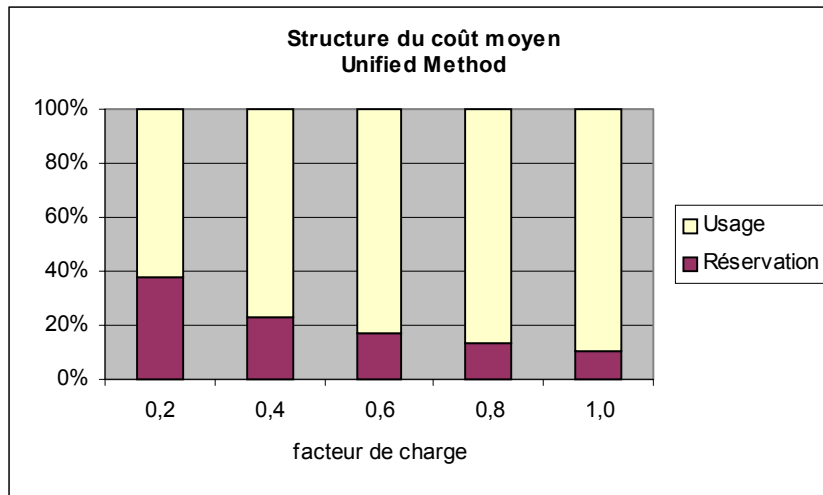
Figure 1 Evolution du coût moyen de transport selon le facteur de charge



Il apparaît clairement que la méthode SFV favorise les affréteurs dont le facteur de charge est supérieur à 0,4 tandis que les expéditeurs dont le facteur de charge est en-dessous de ce seuil préféreront l'Unified Method qui alloue 75% des coûts fixes à la partie « volume » du tarif. La figure ci-dessus montre également que la répartition appliquée par le régulateur britannique (65% sur la partie réservation et 35% sur la partie usage) réalise un compromis entre la méthode SFV et l'Unified Method.

L'évolution du poids de la partie réservation dans le coût moyen par rapport à la partie usage est une autre façon d'apprécier l'allocation des coûts fixes entre les deux éléments du tarif. Etant donné qu'il s'agit d'apprécier des pourcentages dans le coût moyen, le niveau de ce dernier n'est plus considéré. Nous pouvons alors intégrer les résultats issus d'une simulation réalisée à partir de l'outil de calcul proposé par Gaz de France depuis juillet 2000.

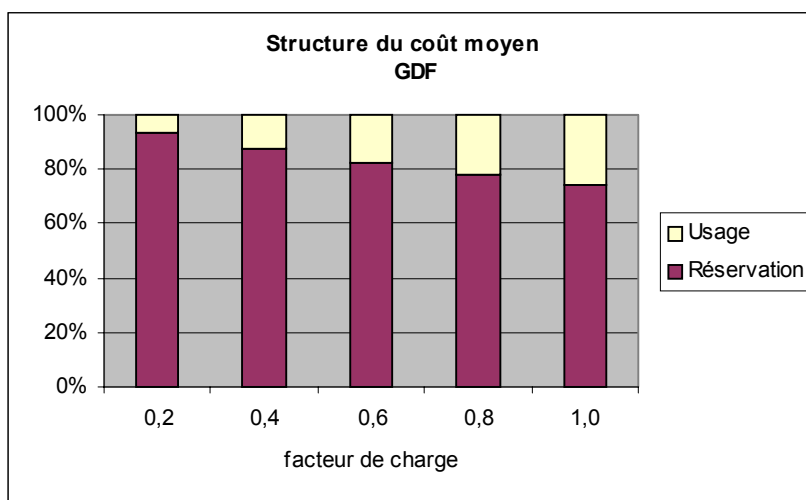
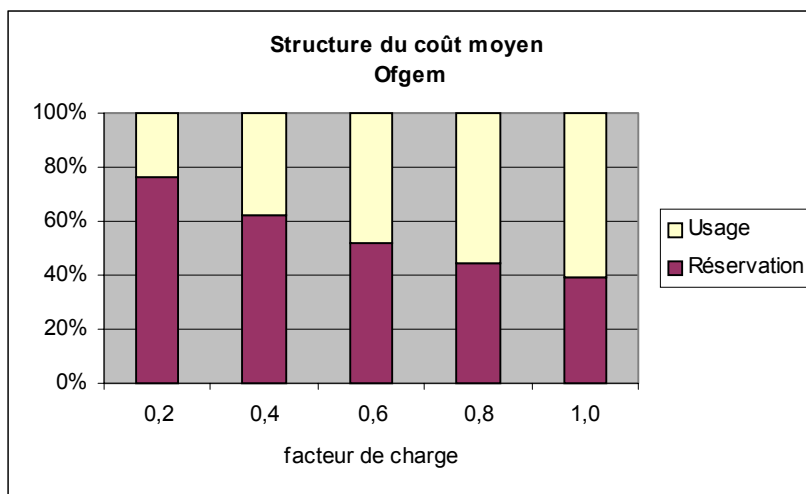
Les trois premières figures représentent la répartition du coût moyen entre coût de réservation et coût d'usage du réseau pour des tarifs calculés selon l'Unified Method, la méthode MFV et la méthode SFV.



Ces trois graphiques illustrent l'importance des coûts fixes dans les tarifs de transport. En effet, la méthode SFV qui alloue l'intégralité des coûts fixes à la partie réservation du tarif implique un coût de réservation qui représente 94% à 100% du coût moyen global. Au contraire,

les méthodes MFV et surtout Unified entraînent des coûts d'usage plus significatifs dans le coût moyen global.

Les deux figures suivantes représentent la répartition du coût moyen de transport en fonction du facteur de charge dans le cadre d'un tarif conçu par le régulateur britannique et dans le cadre du tarif provisoire de transport proposé par GDF durant l'été 2000.



Cette dernière figure et les chiffres des tableaux 5 et 6 suggèrent que la répartition des coûts appliquée par GDF est assez proche de celle incluse dans la méthode MFV puisque les coûts de réservation représentent des proportions semblables dans les deux cas. La part des coûts fixes allouée à la partie réservation du tarif doit donc se situer aux alentours de 85-90%.

Les résultats de ses simulations seront confirmés par la modélisation proposée ci-dessous qui met en œuvre deux affréteurs (l'un caractérisé par un facteur de charge élevé et l'autre par un facteur de charge faible). Ce modèle nous permettra de vérifier la sensibilité du coût moyen à la

part des coûts fixes allouée à la partie réservation et d'évaluer comment des échanges de capacité entre affréteurs (marché secondaire) peuvent modifier le coût moyen du transport.

4. L'interaction entre affréteurs

Un exploitant d'un réseau de gazoducs doit satisfaire la demande de n expéditeurs (par la suite nous restreindrons n à 2) qui souhaitent bénéficier d'un transport ferme². Chaque expéditeur acquitte un tarif en deux parties : une partie « capacité » qui correspond au volume maximum quotidien qu'il fera transiter sur le réseau et une partie volume qui correspond au volume annuel effectivement transporté par le gazoduc. Le tarif annuel payé par un expéditeur quelconque i s'écrit donc :

$$T_i = p_1 r_i + p_2 q_i \quad (1)$$

où r_i représente la capacité maximale transportée chaque jour (en Mwh/jour) et q_i la quantité annuelle réellement acheminée par l'expéditeur i sur le réseau ; p_1 représente le prix journalier de la réservation de capacité et p_2 le prix annuel de la capacité utilisée.

Le transporteur supporte des coûts qui se décomposent en une partie variable et une partie fixe ; en simplifiant, ces coûts annuels peuvent s'écrire :

$$C_t = c_t Q + K$$

où c_t représente le coût unitaire du gaz transporté, $Q = \sum_{i=1}^n q_i$ le volume global transporté en un an pour les n expéditeurs, K la partie fixe des coûts et R étant la capacité totale du gazoduc ($R = \sum_{i=1}^n r_i$).

Compte tenu de ces hypothèses, le profit du transporteur peut s'écrire :

$$\Pi_t = \sum_{i=1}^n T_i - c_t Q - K \quad (2)$$

Le coût moyen de transport d'un expéditeur s'écrit de la façon suivante :

$$CM_i = \frac{T_i(r_i, q_i)}{q_i} \quad (3)$$

² Nous supposons que le transporteur ne sert pas de clients interruptibles.

- **La définition des composantes du tarif p_1 et p_2 .**

Le régulateur valide la répartition des coûts proposée le transporteur. Etant donnée la fonction de coût du transporteur, la partie variable de ces coûts est représentée par $c_t Q$ et la partie fixe par l'élément K . Les coûts variables du transport représentent une faible part des coûts supportés par un gazoduc.

Rappelons que p_1 représente le prix quotidien de la capacité réservée. Le régulateur impute une fraction α des coûts fixes et une fraction $(1-\beta)$ des coûts variables sur cet élément. Autrement dit, le prix de la réservation de capacité s'écrit :

$$p_1 = \frac{\alpha K + (1-\beta)c_t Q}{R} \quad (4)$$

où $R = \sum_{i=1}^n r_i$, représente la capacité journalière totale du gazoduc. Le paramètre p_2 représente le prix payé pour le transport d'un volume annuel pour le compte de l'expéditeur. La fraction $(1-\alpha)$ des coûts fixes ainsi qu'une fraction β des coûts variables seront imputées à cet élément du tarif. Finalement, nous avons :

$$p_2 = \frac{(1-\alpha)K + \beta c_t Q}{Q} = (1-\alpha)\frac{K}{Q} + \beta c_t \quad (5)$$

Compte tenu de la définition des deux éléments du tarif, il apparaît immédiatement que le profit du transporteur est nul quelles que soient les valeurs α et β . Ce résultat correspond au fait que les tarifs sont définis par le régulateur sur la base du coût du service et qu'ils n'autorisent aucun surprofit au transporteur.

On peut remarquer également que le prix de la réservation (p_1) est une fonction croissante du volume transporté (Q) et une fonction décroissante de la capacité réservée (R). A l'inverse, le prix du transport effectif (p_2) est une fonction décroissante du volume transporté.

- **Le rôle des facteurs de charge**

Chaque expéditeur est caractérisé par un facteur de charge moyen qui correspond au rapport entre les volumes effectivement transportés durant l'année et les volumes réservés. Le facteur de charge d'un expéditeur quelconque s'écrit donc (t représente le nombre de jours dans l'année) :

$$f_i = \frac{q_i}{tr_i} \quad (6)$$

Il est également possible de calculer un facteur de charge global pour le transporteur. Ce facteur de charge F est égal au rapport entre la somme des volumes transportés dans l'année (Q) et la capacité maximale du réseau.

$$F = \frac{Q}{tR} = \frac{\sum_{i=1}^n q_i}{t \sum_{i=1}^n r_i} \quad (7)$$

Le tarif acquitté par un expéditeur tel qu'il a été défini par la relation (1) peut être réécrit en fonction du facteur de charge et de la capacité réservée :

$$T_i = r_i (p_1 + tp_2 f_i)$$

Le tarif du transport apparaît donc être une fonction croissante du facteur de charge. La sensibilité du tarif au facteur de charge dépend de l'élément p_2 .

A partir des relations (4) et (5), le coût moyen de transport d'un expéditeur i (3) peut se réécrire ainsi :

$$CM_i = \frac{p_1}{f_i t} + p_2 = \frac{\alpha K}{R f_i t} + \frac{(1-\beta)c_t F}{f_i} + (1-\alpha) \frac{K}{tFR} + \beta c \quad (8)$$

Il est possible à partir de la relation (8) de caractériser l'impact de la partie des coûts fixes (α) répercutée dans la partie réservation. En dérivant CM_i par rapport à α , nous obtenons :

$$\frac{\partial CM_i}{\partial \alpha} = \frac{K(F - f_i)}{tFf_i} \quad (9)$$

Il apparaît sur la relation (8) que le coût moyen de transport est une fonction décroissante du facteur de charge. L'impact de la proportion des coûts fixes répercutée dans la partie réservation du tarif de transport dépend de l'écart entre son facteur de charge et celui du gazoduc ($F - f_i$). Le facteur de charge du gazoduc correspond à la moyenne pondérée par les volumes réservés des

facteurs de charge des n affréteurs. En effet, à partir des relations (6) et (7), il est possible d'écrire :

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n q_i}{t \sum_{i=1}^n r_i} = \frac{\sum_{i=1}^n f_i r_i}{\sum_{i=1}^n r_i}$$

Si le facteur de charge de l'affréteur i est inférieur à la moyenne des facteurs de charge des différents affréteurs présents sur le réseau, le coût moyen de transport est une fonction croissante de la part des coûts fixes allouée au tarif de la réservation. Au contraire, lorsque qu'un affréteur bénéficie d'un facteur de charge supérieur à la moyenne des expéditeurs présents sur le réseau, alors il sera favorable à une répercussion intégrale des coûts fixes dans la partie réservation du tarif de transport.

5. L'introduction d'un marché secondaire de la capacité

Si, comme c'est actuellement le cas sur le marché du transport aux Etats-Unis, les expéditeurs peuvent placer leur capacité excédentaire sur un marché secondaire, la contrainte liée à la réservation de capacité peut être allégée. Pour le montrer, nous allons considérer deux affréteurs (a et b) qui se partagent la capacité totale d'un gazoduc. L'expéditeur (a) est caractérisé par un facteur de charge faible. Autrement dit, il est obligé de réserver, chaque année, une capacité journalière élevée (r_a) qu'il n'utilise que durant une courte période de pointe. Au contraire, la demande en gaz adressée à l'affréteur b est relativement constante ce qui lui permet de réserver une capacité journalière (r_b) proche des quantités qu'il fait effectivement transiter sur le réseau chaque jour. L'affréteur b bénéficie donc d'un facteur de charge élevé. Notre objectif est de montrer comment l'échange de capacité entre a et b affecte les résultats précédents. Dans une première étape, nous considérons un modèle dans lequel les deux expéditeurs n'échangent pas de capacité puis, dans une seconde étape, nous envisageons les conséquences de l'échange de capacité sur les profits des deux affréteurs.

▪ **Situation 1 : Pas d'échange de capacité**

Dans ce cas, le facteur de charge du gazoduc n'est plus une variable exogène, il dépend des facteurs de charge des expéditeurs a et b. En effet, nous avons :

$$F = \frac{q_a + q_b}{t(r_a + r_b)}$$

Or, étant donné que $q_i = f_i r_i t$ ($i=a,b$), le facteur de charge du gazoduc peut se réécrire :

$$F = \frac{f_a r_a + f_b r_b}{(r_a + r_b)} \quad (10)$$

Le coût moyen des expéditeurs a et b défini par la relation (8) devient :

$$CM_a = \frac{p_1}{f_a t} + p_2 \quad \text{et} \quad CM_b = \frac{p_1}{f_b t} + p_2$$

L'impact de la proportion α des coûts fixes répercutée dans la partie réservation du tarif acquitté par les expéditeurs a et b nous est donné par les deux dérivées suivantes :

$$\frac{\partial CM_a}{\partial \alpha} = \frac{K r_b (f_b - f_a)}{(r_a + r_b)(r_a f_a + r_b f_b) f_a t} \quad (11)$$

$$\frac{\partial CM_b}{\partial \alpha} = \frac{K r_a (f_a - f_b)}{(r_a + r_b)(r_a f_a + r_b f_b) f_b t} \quad (12)$$

Puisque nous supposons que l'affréteur (b) bénéficie d'un facteur de charge proche de l'unité tandis que celui de l'affréteur (a) est faible, nous avons $f_a < f_b$. Dans ces conditions, il apparaît que le coût moyen de l'affréteur (a) est une fonction décroissante de α tandis que celui de l'affréteur (b) est une fonction croissante de α . Nous retrouvons ici le résultat mis en évidence précédemment.

• Situation 2 : Revente de capacités réservées sur le marché secondaire

Nous supposons que l'affréteur a dont le facteur de charge est inférieur à celui de b place sur le marché secondaire une capacité r_a^s pendant une période t^s . La capacité placée sur le marché secondaire est une fraction γ ($0 < \gamma \leq 1$) de la capacité réservée sur le réseau ($r_a^s = \gamma r_a$). Le prix de cette capacité est p_1^s . Cette capacité est disponible durant une période inférieure à l'année ($t^s = \delta t$ avec $0 < \delta < 1$). Le prix annuel de cette capacité journalière est différent du prix initial ($p_1^s = \theta p_1$). Si, comme c'est le cas aux États-Unis actuellement, le prix du marché secondaire est plafonné par le prix de réservation initial, alors $0 < \theta \leq 1$.

L'affréteur (a) ne modifie pas sa réservation (donc $r'_a = r_a$) tandis que l'affréteur (b) va réduire la sienne sachant qu'il peut acquérir de la capacité sur le marché secondaire. Si nous notons R_b la capacité annuelle réservée par l'affréteur (b) en l'absence de marché secondaire

($R_b = tr_b$) et R'_b , cette même capacité réservée lorsqu'il a la possibilité d'intervenir sur le marché secondaire, nous avons :

$$R'_b = (t - t^s)r_b + t^s(r_b - r_a^s)$$

L'expéditeur (b) réserve le même montant que précédemment durant la période où la capacité excédentaire n'est pas disponible ($(t - t^s)r_b$) et une capacité inférieure lorsqu'il peut acquérir de la capacité sur le marché secondaire ($t^s(r_b - r_a^s)$). La capacité annuelle réservée par b se réécrit alors :

$$R'_b = tr_b - t^s r_a^s = tr_b - t\delta\gamma r_a$$

ou encore en notant $\sigma = \gamma\delta$: $R'_b = tr_b - t^s r_a^s = t(r_b - \sigma r_a)$

Finalement, la capacité journalière ($r'_b = R'_b/t$) réservée par b lorsqu'il intervient sur le marché secondaire devient :

$$r'_b = r_b - \sigma r_a$$

Le coût total et le coût moyen de l'expéditeur (a) s'écrivent:

$$CT'_a = T(r_a, q_a) - p_1^s r_a^s$$

$$CT'_a = r_a [p'_1(1 - \theta\sigma) + p'_2 tf_a]$$

$$CM'_a = \frac{p'_1(1 - \theta\sigma)}{tf_a} + p'_2$$

Or, d'après (4) et (5), nous avons :

$$p'_1 = \frac{\alpha K + (1 - \beta)c_t Q'}{R'}$$

$$p'_2 = (1 - \alpha)\frac{K}{Q'} + \beta c_t$$

Ces deux égalités nous permettent de caractériser les prix unitaires de la capacité journalière réservée et de la capacité annuelle transportée dans le cas d'un marché secondaire (p'_1 et p'_2) par rapport aux prix qui prévalent dans une situation sans marché secondaire (p_1 et p_2).

En effet, $R' = r'_a + r'_b$ représente la capacité globale réservée sur le réseau lorsqu'un marché de la capacité secondaire existe. Etant donné que $r'_a = r_a$ et $r'_b = r_b - \sigma r_a$, nous avons $R' = (1 - \sigma)r_a + r_b$. La quantité transportée par les affréteurs ne change pas, autrement dit $Q' = Q = t(f_a r_a + f_b r_b)$. Finalement, le prix unitaire de la capacité réservée journalière (p'_1) et le prix annuel de la capacité transportée annuellement s'écrivent :

$$p'_1 = \frac{R}{R'} p_1 = \phi p_1 \text{ et } p'_2 = p_2$$

avec

$$\phi = \frac{r_a + r_b}{(1 - \sigma)r_a + r_b} \quad (13)$$

La différence de coût moyen pour l'affréteur a s'écrit alors :

$$\begin{aligned} \Delta CM'_a &= CM'_a - CM_a \\ \Delta CM_a &= \frac{p'_1(1 - \theta\gamma)}{tf_a} - \frac{p_1}{tf_a} = \frac{p_1}{tf_a} [(1 - \theta\sigma)\Phi - 1] \\ \Delta CM_a &= \frac{p_1}{tf_a} [(1 - \theta\sigma)\Phi - 1] \end{aligned} \quad (14)$$

Le signe de cette différence dépend du signe de $[(1 - \theta\sigma)\Phi - 1]$. Or, d'après (13), le signe de cette expression est négatif si:

$$(1 - \theta)r_a - \theta r_b < 0 \quad (15)$$

c'est-à-dire, si la capacité réservée par l'affréteur (a) est telle que $r_a < \frac{\theta}{(1 - \theta)} r_b$. Le paramètre θ représente l'écart entre le prix de réservation sur le marché primaire et celui sur le marché secondaire. Logiquement, rien n'interdit à θ d'être supérieur à 1. Si tel est le cas, la condition (15) est vérifiée puisque la capacité réservée par l'affréteur (a) est supérieure à 0. Dans le cas américain, le prix du marché secondaire ne peut excéder celui du marché primaire ($\theta \leq 1$), cependant la FERC envisage de lever ce plafond. Quoiqu'il en soit, il est probable que les valeurs de θ soient proches de 1, ce qui implique que la condition (15) est quasi

systématiquement respectée³. Dès lors, la différence de coût pour l'affréteur a est nécessairement négative, quelles que soient les capacités réservées sur le réseau (r_a et r_b).

Il est intéressant d'évaluer la sensibilité de cette baisse de coût (ΔCM_a) à la part des coûts fixes alloués au tarif de réservation (α). Pour cela, nous allons calculer la dérivée de ΔCM_a par rapport à α .

D'après la relation (4), nous savons que p_1 évolue proportionnellement à α , ce qui implique que le signe de la dérivée de ΔCM_a dépend du terme $[(1-\theta\sigma)\Phi-1]$. Or comme nous l'avons expliqué plus haut, ce terme est négatif (sauf pour des différences importantes entre le prix de réservation sur le marché primaire et sur le marché secondaire). L'écart de coût (ΔCM_a) pour l'affréteur (a) évolue donc de façon inversement proportionnelle à α . Cette différence qui est négative aura tendance à se creuser si la part des coûts fixes répercutés dans le prix de réservation s'accroît. Autrement dit, plus cette part est importante, plus l'économie réalisée par l'affréteur a en plaçant sa capacité excédentaire sur le marché secondaire est importante.

En ce qui concerne l'affréteur b, son coût total de transport devient :

$$CT'_b = T(r_b, q_b) + p_1^s r_a^s$$

$$CT'_b = p'_1(r_b - \sigma r_a) + p'_2 q_b + p_1^s \sigma r_a$$

et le coût moyen :

$$CM'_b = \frac{p'_1(r_b - \sigma r_a(1-\theta))}{tf_b r_b} + p'_2$$

La différence de coût moyen avec et sans intervention sur le marché secondaire s'écrit :

$$\Delta CM_b = CM'_b - CM_b$$

$$\Delta CM_b = \frac{p_1}{tf_b} \left[\Phi \frac{[r_b - \sigma r_a(1-\theta)]}{r_b} - 1 \right] \quad (16)$$

En remplaçant Φ par sa valeur telle qu'elle est définie par (13), la différence de coût moyen de l'affréteur b devient :

³ Le cas limite où la condition (15) n'est pas respectée correspond à une valeur de θ faible qui implique une forte décote du prix de la capacité entre le marché primaire et le marché secondaire. Dans ce cas, l'expéditeur a n'aurait pas intérêt à intervenir sur le marché secondaire.

$$\Delta CM_b = \frac{p_1}{tf_b} \frac{r_a [(\theta-1)r_a + \theta r_b]}{r_b [r_a(1-\sigma) + r_b]} \quad (17)$$

Tout comme il nous permettait d'affirmer que ΔCM_a était négative, le fait que θ soit proche de 1 (légèrement inférieur ou supérieur) implique ΔCM_b est positive quelles que soient les valeurs de r_a et r_b . Ceci signifie que l'affréteur b n'a pas intérêt à intervenir sur le marché secondaire puisque son coût moyen de transport avec achat de capacité à l'affréteur a (CM'_b) est supérieur au coût moyen qu'il supporte lorsqu'il ne peut intervenir sur le marché secondaire (CM_b). Cependant, bien que cela renchérisse son coût moyen de transport, l'affréteur b peut souhaiter intervenir sur le marché secondaire afin de conserver une certaine flexibilité dans la gestion de ses capacités. En effet, le marché secondaire lui permet de réduire sa réservation auprès du gazoduc et il n'interviendra sur le marché secondaire que si la demande qu'il attend le justifie. En définitive, ΔCM_b apparaît comme le coût de la flexibilité. Ce coût dépend essentiellement du rapport existant entre le prix de la capacité sur le marché primaire et le prix sur le marché secondaire (θ).

L'augmentation du coût moyen du transport de l'affréteur (b) lorsqu'il intervient sur le marché secondaire est due à l'augmentation du prix unitaire de la capacité réservée ($p'_1 > p_1$ car $\phi > 1$). Etant donné que les affréteurs (a) et (b) sont les seuls, par hypothèse, à réserver de la capacité sur le réseau, la réduction de la capacité réservée par b renchérit le prix unitaire de réservation. Cette augmentation du prix de réservation compense la baisse du coût moyen attendue du fait de l'intervention sur le marché secondaire. En admettant que le gazoduc ne répercute pas immédiatement le « retour de capacité » de l'affréteur (b) dans ses tarifs, alors $\Phi = 1$ et $p'_1 = p_1$. Dans ce cas, la variation de coût moyen de l'affréteur b s'écrit :

$$\Delta CM_b = \frac{p_1}{tf_b} [-\sigma r_a (1-\theta)]$$

Evidemment, cette différence est négative, et l'affréteur (b) bénéficie d'un prix de la capacité sur le marché secondaire inférieur au prix du marché primaire. Dans le cas où l'exploitant du réseau ne modifie pas ses tarifs, l'avantage que retire l'affréteur a de son intervention sur le marché secondaire est évident puisque la relation (14) devient :

$$\Delta CM_a = \frac{p_1}{tf_a} [-\theta \sigma]$$

Comme cela a été fait pour l'affréteur a, il est intéressant d'évaluer la sensibilité de ΔCM_b au paramètre α . Puisque la dérivée de p_1 par rapport à α est positive, la relation (16) nous indique que l'écart de coût de l'affréteur b évolue de façon proportionnelle par rapport au paramètre α . Plus la part de coûts fixes répercutée dans le tarif de réservation est importante plus le coût de réservation de la capacité sur le marché secondaire est élevé.

Finalement, l'intervention sur le marché secondaire est profitable aux affréteurs si l'exploitant du réseau ne répercute pas immédiatement le retour de capacité effectué par l'affréteur souhaitant acquérir de la capacité sur le marché secondaire. En outre, il convient d'ajouter que si le gestionnaire du réseau dispose d'un portefeuille de clients diversifié, le retour de capacité d'un de ses affréteurs sera moins perceptible sur le tarif de la réservation. Dans ce cas, le marché secondaire apparaît comme un moyen efficace pour réduire les coûts de transport, notamment lorsque la part des coûts fixes allouées à l'élément « capacité » (α) est élevée, c'est ce que l'on peut constater aux États-Unis avec l'essor rapide du marché secondaire de la capacité depuis l'entrée en vigueur du décret 636.

*
* *

Les régulateurs chargés de mener à bien l'ouverture des réseaux gaziers et électriques doivent apporter des réponses précises aux questions que soulève la détermination d'un tarif d'accès au réseau juste et équitable. Qu'il s'agisse du type de réglementation (price cap ou cost plus), des acteurs concernés (fournisseurs ou consommateurs) ou encore de la modalité concrète de détermination des tarifs (différenciation horosaisonnaire), les préceptes de la théorie peuvent guider les choix des régulateurs. Les leçons des expériences anglo-saxonnes peuvent également s'avérer précieuses pour apprécier les conséquences des choix tarifaires en matière d'accès des tiers au réseau. En effet, en ce qui concerne l'allocation des coûts fixes dans les différentes parties du tarifs, l'évolution de la réglementation américaine et l'option britannique dans ce domaine témoignent des différentes approches qui peuvent être retenues par les régulateurs. Comme nous l'avons montré formellement, l'impact de la proportion de coûts fixes répercutée dans le tarif de réservation sur le coût moyen d'un expéditeur dépend du rapport existant entre le facteur de charge de l'expéditeur et le facteur de charge moyen du gazoduc. Il apparaît également que l'instauration d'un marché secondaire de la capacité peut alléger le poids des coûts fixes répercutés dans le prix de réservation pour les affréteurs dont le facteur de charge est faible.

ANNEXE : Tableaux

Tableau 2 PRINCIPES À FAIRE RESPECTER PAR LE RÉGULATEUR

	Moyens privilégiés
1. Vérifier que les missions de service public (ou d'intérêt général MIEG) sont bien assurées et correctement imputées	Cahier des charges
2. Vérifier que les licences sont attribuées aux "mieux-disants" et que les moyens de production sont appelés selon le merit order	competitive bidding
3. S'assurer qu'il n'y a pas de subventions croisées entre les consommateurs éligibles et les consommateurs captifs, en général au détriment de ces derniers.	unbundling
4. S'assurer qu'il n'y a pas de subventions croisées entre catégories de consommateurs éligibles (en fonction de leur pouvoir de négociation)	transparence des coûts
5. S'assurer qu'il n'y a pas non plus de subventions croisées entre consommateurs captifs ou que ces subventions correspondent à des missions de service public imposées par l'Etat (cf. péréquation géographique par exemple)	transparence des coûts et cahier des charges
6. Eviter les stratégies d'exclusion d'un concurrent potentiel, par exemple via des charges d'accès élevées sur le réseau (lorsque l'opérateur historique en charge du réseau reste un producteur et fournisseur). Favoriser une logique de "shallow cost" : un nouveau client se voit imputer les charges directes de raccordement mais pas les coûts éventuels de renforcement du réseau amont qui seront mutualisés sur l'ensemble des clients (sinon stratégie de dissuasion).	transparence des coûts et benchmarking
7. Eviter les stratégies de prédation qui consistent à nuire à un concurrent en place pour l'inciter à quitter le marché, par exemple en pratiquant des prix de dumping au niveau du client final (ou des charges d'accès supérieures au coût).	transparence des coûts et benchmarking
8. Eviter les collusions tacites entre opérateurs lorsqu'il y a des réponses à des appels d'offre (sur un pool électrique par exemple) ou lorsqu'il existe plusieurs réseaux de transport interconnectés (stratégies d'ententes sur les prix ou les coûts).	contestabilité des marchés transparence des coûts
9. S'assurer que les divers opérateurs présents sur le réseau sont soumis à des incitations suffisantes pour baisser les coûts aux divers stades de la chaîne qui va du producteur au consommateur et utilisent bien pour cela toutes les potentialités du progrès technique (dépenses suffisantes de R.D.). S'appuyer pour cela sur le benchmarking.	price-cap ou price cap hybride
10. S'assurer que l'entretien, le renouvellement voire l'extension du réseau via une juste rémunération du capital investi, sont réalisés.	cost-plus minimum (price cap hybride)

Tableau 3 MODALITÉS DE TARIFICATION ATR

Choix du régulateur	Choix en fonction de l'intérêt collectif	Tendance en Europe	
		Electricité	Gaz naturel
1. ATR négocié ou régulé ?	- Préférence pour un ATR régulé pour éviter les risques de collusion tacite et de discrimination (nécessité d'afficher les principes généraux en cas d'ATR négocié)	régulé	régulé
2. Tarification cost plus ou price cap ? (et période de régulation)	- Le price-cap est plus incitatif que le cost-plus et permet d'éviter l'effet Averch-Johnson - tout dépend en fait de la période de régulation (intérêt d'une période pas trop courte)	mix cost-plus/price cap	mix cost-plus/price cap
3. Répartition de la charge d'accès entre le consommateur et le fournisseur ?	- un partage 0% fournisseur - 100% consommateur empêche les exportateurs de participer au financement de l'infrastructure - nécessité d'une harmonisation européenne sinon effets pervers	1/3 fournisseur 2/3 consommateur	partage non défini
4. Répartition de la charge d'accès entre la capacité réservée et la quantité transportée ?	- nécessité d'imputer les coûts fixes à la réservation de capacité. Cela favorise les consommateurs avec facteur de charge élevé mais pénalise les usages à effet de pointe - difficultés pratiques à imputer les coûts fixes	charge d'accès largement fonction de la puissance souscrite (avec prise en compte du facteur de charge)	charge d'accès largement fonction de la capacité réservée (mais possibilité de flexibilité)
5. Prise en compte de la distance qui sépare le fournisseur du consommateur ?	- oui pour le gaz (charge d'accès fonction de la distance) - non pour l'électricité (lois de KIRCHOFF) - tenir compte des effets sur la localisation spatiale des consommateurs	non	oui
6. Différenciation spatiale des tarifs (zones géographiques) ?	- nécessaire dans le cas du gaz comme de l'électricité en fonction de la densité du réseau	oui	oui
7. Différenciation horosaisonnaire des tarifs?	- discutable dans le cas de l'électricité (pas de correspondance entre le coût marginal de production et le coût de transport) - peut se justifier dans le cas du gaz	non	oui (stockage)
8. Période contractuelle minimale ?	- nécessité d'une période minimale pour imputer les coûts fixes (1 an) ?	1 an	1 an
9. Le gestionnaire du réseau peut-il être présent dans l'aval ?	- oui mais nécessité de s'assurer qu'il n'y a pas de subventions croisées amont-aval	oui (sauf UK)	oui (sauf UK)
10. Comment traiter les problèmes de congestion ?	- favoriser une tarification "effacement périodes de congestion" - favoriser un marché de l'occasion des capacités - prévoir des pénalités/incitations	tarif effacement en cas de pointe ?	marché de l'occasion des capacités réservées ?

Données

Débit annuel clients fermes	1000	Tbtu
Débit annuel clients interruptibles	200	Tbtu
Facteur de charge du gazoduc	0,33	
Coûts fixes annuels	900	Millions \$
Coûts variables annuels	20	Millions \$

Source : AIE, Natural Gas Transportation, OCDE, 1994

Tableau 4 Calcul des tarifs de réservation et d'usage selon les différentes méthodes

	Atlantic Seabord Method		United Method		MFV		SFV		Ofgem	
	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF
Répartition des coûts pour le tarif de réservation %	0%	50%	0%	25%	0%	87%	0%	100%	0%	65%
Répartition des coûts pour le tarif de réservation millions de \$	0	450	0	225	0	783	0	900	0	585
Montant du coût de réservation millions de \$	450		225		783		900		585	
Volumes quotidiens de base pour le tarif de réservation Tbtu	8,85		8,85		8,85		8,85		8,85	
tarif de réservation \$/MBTU	50,85		25,42		88,47		101,69		66,10	
Répartition des coûts pour le tarif d'usage %	100%	50%	100%	75%	100%	13%	100%	0%	100%	35%
Répartition des coûts pour le tarif d'usage millions de \$	20	450	20	675	20	117	20	0	20	315
Montant du coût d'utilisation millions de \$	470		695		137		20		335	
Volumes annuels de base pour le tarif d'utilisation TBtu	1200		1200		1200		1200		1200	
tarif d'utilisation \$/MBTU	0,3917		0,5792		0,1142		0,0167		0,2792	

Tableau 5 Coûts moyens de réservation et d'usage selon le facteur de charge

	Facteur de charge	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
	Volume transporté quotidien (Mbtu)	2000	2000	2000	2000	2000
	Volume réservé quotidien (Mbtu)	10000	5000	3333	2500	2000
<i>Atlantic Seaboard Method</i>	Coût Moyen de réservation (\$/Mbtu)	0,70	0,35	0,23	0,17	0,14
	Coût Moyen d'utilisation (\$/Mbtu)	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
	Coût Moyen (\$/Mbtu)	1,09	0,74	0,62	0,57	0,53
<i>Unified Method</i>	Coût Moyen de réservation (\$/Mbtu)	0,35	0,17	0,12	0,09	0,07
	Coût Moyen d'utilisation (\$/Mbtu)	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
	Coût Moyen (\$/Mbtu)	0,93	0,75	0,70	0,67	0,65
<i>Modified Fixed Variable MFV</i>	Coût Moyen de réservation (\$/Mbtu)	1,21	0,61	0,40	0,30	0,24
	Coût Moyen d'utilisation (\$/Mbtu)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
	Coût Moyen (\$/Mbtu)	1,33	0,72	0,52	0,42	0,36
<i>Straight Fixed Variable SFV</i>	Coût Moyen de réservation (\$/Mbtu)	1,39	0,70	0,46	0,35	0,28
	Coût Moyen d'utilisation (\$/Mbtu)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Coût Moyen (\$/Mbtu)	1,41	0,71	0,48	0,36	0,30
<i>OFGEM</i>	Coût Moyen de réservation (\$/Mbtu)	0,91	0,45	0,30	0,23	0,18
	Coût Moyen d'utilisation (\$/Mbtu)	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
	Coût Moyen (\$/Mbtu)	1,18	0,73	0,58	0,51	0,46

Tableau 6 Calcul des frais de réservation et d'usage selon le tarif proposé par GDF

Facteur de charge	Quantité annuelle	Capacité Max	Frais de Capacité	Frais d'utilisation	Coût Total	Coût Moyen
	<i>MWh/an</i>	<i>MWh/jour</i>	<i>euro / an</i>	<i>euro / an</i>		<i>euro/an</i>
0,2	660 000,00	9 041,10	4 068 450,00	285 120,00	4 353 570,00	6,60
0,4	660 000,00	4 520,55	2 034 450,00	285 120,00	2 319 570,00	3,51
0,6	660 000,00	3 013,70	1 355 850,00	285 120,00	1 640 970,00	2,49
0,8	660 000,00	2 260,27	1 017 000,00	285 120,00	1 302 120,00	1,97
1,0	660 000,00	1 808,22	813 600,00	285 120,00	1 098 720,00	1,66

Les calculs effectués dans ce tableau sont fondés sur un facteur distance (nombre d'unités de tarif entre le point d'enlèvement et la zone de tarif à laquelle est rattachée le point de livraison) de 24 (la grille proposée par GDF comporte des valeurs qui vont de 1 à 49).

Tableau 7 Répartition des frais de réservation et des frais d'usage

Facteur de charge	ASM		UM		MFV		SFV		Ofgem		Gdf	
	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage	Réservation	Usage
0,2	64%	36%	38%	62%	91%	9%	99%	1%	76%	24%	93%	7%
0,4	47%	53%	23%	77%	84%	16%	98%	2%	62%	38%	88%	12%
0,6	37%	63%	17%	83%	78%	22%	97%	3%	52%	48%	83%	17%
0,8	31%	69%	13%	87%	73%	27%	95%	5%	45%	55%	78%	22%
1,0	26%	74%	11%	89%	68%	32%	94%	6%	39%	61%	74%	26%

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN*

- 95.01.01** *Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis*
Corazón M. SIDDAYAO
- 96.01.02** *Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International*
Bernard SANCHEZ
- 96.02.03** *R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable*
Jean-Christophe POUDOU
- 96.03.04** *Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France*
Henri PIATIER
- 97.01.05** *Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?*
Corazón M. SIDDAYAO
- 97.02.06** *Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»*
François MIRABEL
- 97.03.07** *Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries*
Corazón M. SIDDAYAO
- 97.04.08** *La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition*
Jacques PERCEBOIS
- 97.05.09** *Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière*
Evariste NYOUKI
- 97.06.10** *Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF*
Jérôme BEZZINA
- 98.01.11** *Substitution entre Capital, Travail et Produits Energétiques : Tentative d'application dans un cadre international*
Bachir EL MURR
- 98.02.12** *L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants*
Alain MATHIEU

* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

- 98.03.13** *Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur*
Agnès d'ARTIGUES
- 99.09.14** *La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni*
Laurent DAVID
- 99.11.15** *L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques*
Jacques PERCEBOIS
- 99.12.16** *Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau*
Alain MATHIEU
- 00.06.17** *Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau*
Laurent DAVID et François MIRABEL
- 00.09.18** *Corporate Realignment in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union?*
Philip WRIGHT et Ian RUTLEDGE
- 00.10.19** *La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle*
Marie-Laure GUILLERMINET
- 01.01.20** *The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies*
Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
- 01.05.21** *Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès*
Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID