

- TRANSPORT DE L'ELECTRICITE -

Le transport de l'énergie électrique, au sens où il est considéré dans la présente étude comme correspondant à des puissances et à des distances importantes, est relativement récent. En France, par exemple, c'est seulement à partir des années 30 qu'ont été construites les lignes à 225 KV destinées à amener vers la région parisienne l'énergie du Massif Central, puis celle du Rhin, du Rhône et des Alpes. Le réseau à 400 KV est apparu à partir des années 50. Les distances de transport correspondantes sont à l'échelle de l'Europe de l'Ouest et la nécessité de dépasser ce niveau de tension n'apparaît pas encore. Mais l'échelon 750 KV est déjà utilisé aux Etats-Unis, au Canada et en URSS.

L'électricité n'étant pas stockable, les conditions d'utilisation des centrales et des lignes dépendent directement de la courbe de demande des usagers. La nécessité de gérer au mieux les outils de production et d'assurer leur dépannage réciproque en cas d'arrêt, conduit à concevoir, dès que la demande est suffisante et qu'il existe plusieurs centrales de production, une liaison entre ces unités de production. Le réseau électrique n'est plus alors simplement défini pour "évacuer" l'énergie d'une centrale de production ; il assure aussi le rôle essentiel d'interconnexion qui permet de réduire au minimum les dépenses annuelles de l'ensemble des centrales d'un parc. Il en est ainsi dans tous les pays quelque peu industrialisés.

C'est dire qu'il est difficile, à l'examen des dépenses annuelles de transport d'une entreprise d'électricité de déterminer un coût de transport "pur" (1) : en effet, au cours de l'année, un même client pourra être alimenté par des centrales plus ou moins éloignées grâce à l'interconnexion qui permet de faire appel à tout instant à celles qui ont les dépenses proportionnelles les plus faibles (hydrauliques ou nucléaires par exemple).

.../...

(1) En France, les dépenses de transport (y compris interconnexion) sur le réseau "très haute tension" d'E.D.F. (220 KV et 400 KV) représentaient en moyenne en 1975, 0,65 c/kWh pour un prix de revient à la production de 8,8 c/kWh.

Néanmoins il existe à travers le monde d'assez nombreux cas où, pour des raisons diverses, une très forte disponibilité d'électricité est concentrée en un point donné assez loin des centres de consommation possibles ; dans une première période de développement, l'interconnexion avec d'autres centres de production ne se justifie pas parce que ces centres de production sont trop distants les uns des autres. Tel est le cas par exemple :

- de la liaison ASSOUAN-LE-CAIRE en Egypte ; elle a été construite par les Russes ; elle comporte deux lignes de 500 KV sur une distance de 700 km.
- du projet brésilien qui permettrait d'évacuer l'énergie d'ITAIPU sur la rivière Parana (frontière Brésil-Paraguay) vers les régions grandes consommatrices de SAO-PAULO et RIO. La puissance à évacuer est considérable : de l'ordre de 10 000 MW ; la distance est de 900 km.

Actuellement, la façon la plus commode et la moins chère de produire l'électricité est l'alternateur ; les grandes lignes transportent donc de l'électricité alternative, encore que les progrès qui ont été faits dans le domaine de la transformation du courant alternatif en courant continu, suggèrent que, dans certains cas, quand la puissance à transmettre et la distance augmentent, il est intéressant de recourir au courant continu

On considérera donc successivement :

- les transports à courant alternatif
- les transports à courant continu

I. TRANSPORT A COURANT ALTERNATIF

On portera l'attention sur le transport aérien classique en courant alternatif triphasé.

Description du mode de transport

L'installation comprend essentiellement :

- au départ un poste élévateur de tension,
- une ligne de transport (ou plusieurs placées en parallèle) dont la structure dépend des caractéristiques électriques qui définissent elles-mêmes l'architecture (diamètre, nombre de conducteurs, distance entre eux, distance au sol, caractéristiques mécaniques des supports, ...) d'où va résulter le coût,
- à l'arrivée un poste de réduction de tension pour assurer l'alimentation soit du client soit du réseau de "répartition".

.../...

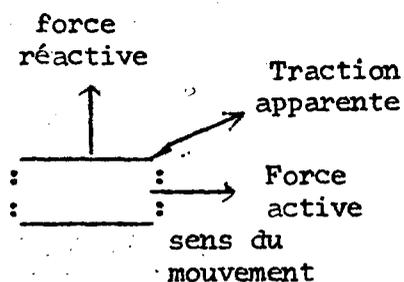
En dehors de leur rôle premier d'adaptation des niveaux de tension, les postes assurent des fonctions essentielles de compensation d'énergie réactive, de réglage, de sécurité, qui contribuent à définir la qualité du service de transport de l'électricité.

Il n'est sans doute pas inutile de rappeler en quoi consiste l'énergie réactive. Considérons par exemple un transformateur. La puissance recueillie au secondaire, dite puissance active, est inférieure à la puissance fournie au primaire. Le transformateur a en effet absorbé une certaine puissance, dite puissance réactive, pour maintenir le champ magnétique dans le noyau. Ce n'est d'ailleurs qu'une partie de la puissance réactive car il y a également à tenir compte des flux d'induction, dits flux de fuite, qui sont perdus.

La plupart des appareils d'utilisation sont, comme les transformateurs, des consommateurs d'énergie réactive puisqu'ils fonctionnent grâce au champ électromagnétique -champ électrique et champ magnétique- engendré par le passage du courant.

Les effets de ces phénomènes peuvent être illustrés par un exemple mécanique simple. Considérons un cheval qui tire un wagon, l'effort à produire est minimum lorsque la direction de la force coïncide avec celle du déplacement. S'il tire de biais, la traction à exercer augmente avec l'angle qu'elle fait avec la trajectoire du mouvement.

Tout se passe comme si la force exercée le long du câble dite "Traction apparente" se décomposait en deux autres, l'une dans la direction du déplacement qui produit le mouvement "force active", l'autre perpendiculairement qui plaque le wagon sur l'un des rails "force réactive".



De nombreux appareils électriques appellent une intensité "apparente" I qui se décompose en une "intensité" seule susceptible de se transformer en énergie mécanique et une "intensité réactive" qui ne peut pas être utilisée. Comme dans l'exemple précédent l'intensité active est inférieure à l'intensité apparente. L'énergie réactive se traduit donc par une perte d'énergie active.

.../...

Outre son coût, le transit par le réseau de transport de l'énergie réactive appelée par les utilisateurs est une gêne importante par ses conséquences techniques, qui compliquent beaucoup la régulation de la tension de transport. Il faut donc envisager des systèmes correctifs, dits de compensation, dont une partie est assurée par le transport lui-même et l'autre par les réseaux de distribution et les utilisateurs. En général il s'agit de batteries de condensateurs, d'inductances (self) et d'appareils tournants qui sont les compensateurs synchrones.

On verra plus loin que plus la puissance à transporter est importante, plus la tension de transport doit être élevée. Comme la présente étude ne concerne que des quantités importantes d'énergie les transports considérés porteront sur des tensions atteignant au moins la tension normalisée de 225 K.V. (En France les réseaux de tension plus faibles sont appelés réseaux de répartition de l'énergie au niveau régional).

Prix de revient technique

Soit, à titre d'exemple, le transport à 400 km d'une puissance de 9 600 MW. La tension optimale aux conditions économiques considérées (les explications seront données plus loin) est de 750 KV ; la structure comprendra 4 lignes ayant chacune des câbles de 570 mm² de section.

Montant de l'investissement total

lignes : 980 MF ; postes : 805 MF ; total : 1 785 MF

DEPENSES ANNUELLES

1) Charges fixes d'immobilisation

Montant des charges fixes annuelles (sur 30 ans) 178 MF

2) Dépenses annuelles d'entretien : 25 MF

3) Évaluation de la valeur des pertes :

1,75 % de l'énergie transitée, soit pour 7 000 heures de pleine puissance :

$$9,6 \times 7 \times 10^9 \times 0,0175 = 1,18 \times 10^9 \text{ kWh}$$

(dont environ 65 % par effet Joule et 35 % par effet couronne)

Le coût de production étant d'environ 11c/ kWh,
la valeur est : $1,18 \times 10^9 \times 0,11 =$

130 MF

Total 333 MF

.../...

L'énergie annuelle transportée étant de 67,2 milliards de kWh, le coût pour 100 km et par kWh ressort à :

$$\frac{333 \times 10^8}{4 \times 67,2 \times 10^9} = 0,12 \text{ à } 0,13 \text{ centimes/kWh et pour 100km}$$

Analyse des dépenses

I. Immobilisation

L'investissement comporte la ligne et les postes.

1° Ligne électrique

Les lignes les plus courantes sont constituées de câbles en Almelec, alliage d'aluminium, de magnésium et de silicium. Pour éviter les pertes par effet couronne dû au champ électrique autour du câble, on peut être conduit à doubler les conducteurs à partir d'une tension élevée, généralement de l'ordre de 400 KV.

Voici quelques indications sur les coûts de construction dans des régions de difficulté moyenne.

Tension entre phases KV	Section de conducteur mm ²	Coût MF/km
400	4 x 570	0,56
750	4 x 570	0,62

Les conducteurs sont disposés sur des pylônes généralement en treillis métalliques. Les pylônes tubulaires plus esthétiques sont nettement plus onéreux.

2° Postes

Ils comprennent les transformateurs et auto-transformateurs avec cellules, les cellules des lignes, les self et capacités de compensation et tous les auxiliaires de contrôle, de réglage et de sécurité (disjoncteurs).

Le coût des postes dépend de nombreux paramètres: Tension, nombre de lignes, distances de transport, critères de fonctionnement retenus. On donnera plus loin quelques exemples qui permettront d'apprécier au moins les ordres de grandeur des investissements correspondants.

.../...

II. Dépenses annuelles

a) Amortissement et charges financières

La durée d'amortissement prise en compte est de 30 ans, ce qui conduit à une annuité de 0,098, intérêt à 10 % inclus, arrondie à 10 %.

b) Entretien

Lignes	400 KV	4 000 F/ km
	750 KV	5 000 F/ km
Postes	2 % de l'investissement	

c) Pertes

Celles-ci se décomposent en deux catégories :

- les pertes par effet Joule qui dépendent de l'intensité du courant et de la résistance des conducteurs,

- les pertes par effet couronne ; elles deviennent sensibles avec l'augmentation de la tension: le champ électrique autour du câble crée des phénomènes d'ionisation avec formation d'aigrettes et pertes importantes. Pour réduire cet effet couronne on est conduit à dédoubler les câbles conducteurs. Cet effet est négligeable en dessous de 400 KV ; au-dessus de 400 KV, il ne peut plus être négligé.

Voici à titres d'exemples quelques valeurs de la puissance perdue :

	Effet Joule (MW) (par 1 000 MW et 100 km)	Effet Couronne (MW) (par 100 km de ligne)
400 KV 4 x 570 mm ²	11,5	0,05
750 KV 4 x 570 mm ²	2,75	3,3

La valeur de la perte s'apprécie en fonction du nombre d'heures d'utilisation. Dans les exemples qu'on verra plus loin, on a retenu 7 000 heures d'utilisation à pleine puissance et le prix du kWh a été pris égal à 11c.

.../...

Recherche d'une structure optimale

Dans une première approche, nous schématiserons à outrance le problème des dépenses de transport d'électricité en ne retenant que les principaux éléments directeurs, sauf à faire ultérieurement les correctifs nécessaires.

Une approche mathématique très simple fera mieux comprendre le jeu des phénomènes. Soit à définir une ligne de transport caractérisée par la puissance P à transporter (à laquelle sera d'ailleurs associé un diagramme d'utilisation sur l'année) et par la distance D . On supposera en outre que les caractéristiques de la ligne soient telles que le coût des postes au départ et à l'arrivée puisse être négligé par rapport au coût de la ligne (1). Il est alors possible de raisonner sur les dépenses par km.

Le problème à résoudre s'énonce alors ainsi : déterminer les caractéristiques de la ligne de façon que la dépense totale soit minimale, sachant que la puissance à transporter est P .

Les dépenses annuelles s'expriment alors comme suit :

- les charges fixes d'immobilisation et d'entretien peuvent s'écrire sous la forme :

$$(1) \quad L_0 + L_1 U + L_2 S$$

U étant la tension entre phases et S la section des conducteurs

- les pertes par effet Joule sont proportionnelles à RI^2 , R étant la résistance des conducteurs par km et I étant l'intensité du courant. Si la nature du métal conducteur est connue, $R = \frac{r}{S}$, r étant la résistivité.

La dépense annuelle d'exploitation par km est donc :

$$(2) \quad A \frac{I^2}{S}$$

A étant un coefficient dépendant de la résistivité du conducteur et du prix du kWh perdu. (On néglige dans ce calcul sommaire les pertes par effet couronne).

.../...

(1) Dans la réalité, cette hypothèse n'est admissible que pour des puissances et surtout des tensions et des distances relativement modestes, moins de 400KV et de 200 km. (cf § suivant).

- le coût total est donc

$$(3) C = L_0 + L_1 U + L_2 S + A \frac{I^2}{S}$$

Les inconnues sont U (tension de transport), S (section des câbles), I (intensité du courant). Sachant que la puissance à transporter P est donnée, il existe, en courant triphasé, la relation suivante entre P, U, I :

$$P = U I \sqrt{3}$$

de sorte que le coût total C s'exprime finalement ainsi en fonction de deux inconnues U (tension) et S (section des câbles)

$$(3') C = L_0 + L_1 U + L_2 S + A \frac{P^2}{3 S U^2}$$

P étant fixé, on voit qu'on dispose de deux degrés de liberté U et S pour faire varier la dépense totale. Il est facile de déterminer U et S pour que la dépense D soit minimale.

Les résultats fondamentaux sont les suivants :

- pour une puissance P donnée à transporter, il existe un couple de valeurs de la section S et de la tension U_0 qui conduit à la dépense la plus faible.

- il existe entre la puissance P et la valeur optimale U_0 de U la relation suivante :

$$P = K U_0^2$$

qui signifie que, plus la puissance à transporter est grande, plus il y a intérêt à accroître la tension. On notera incidemment que le terme distance D ne joue qu'un rôle secondaire pour définir la tension des lignes de grande longueur.

- dans l'exemple schématique considéré, le coût total par km, lorsqu'il est le plus faible, s'écrit sous la forme très simple suivante :

$$C_0 = L_0 + 2 L_1 U_0$$

On relèvera, avant d'aller plus loin, l'analogie importante entre le transport de l'électricité et le transport des combustibles liquides par canalisation. Pour une ligne électrique, la dépense comporte essentiellement d'une part des investissements dépendant de la tension et de la section des câbles et d'autre part des pertes d'énergie. Pour une canalisation d'hydrocarbures, la dépense comprend essentiellement d'une part des investissements qui sont liés à la pression du fluide et au diamètre de la canalisation et d'autre part des dépenses de pompage consommant de l'énergie. Dans les deux cas il y a une structure optimale.

.../...

Correctifs ayant des conséquences pratiques importantes

1) Dans la pratique, les formules de prix sont plus complexes que les formules simplifiées indiquées ci-dessus : dans le domaine de tensions et de sections où l'on se place, la formule (1) donnant le coût des charges fixes d'immobilisation n'est pas linéaire en U et en S : la croissance est plus rapide. En outre, on ne peut pas considérer que la tension varie de façon continue : des seuils de construction ont été fixés (225 KV, 400 KV, 750 KV).

2) Les distances pratiques du transport de l'électricité sont limitées par les problèmes de stabilité et de compensation de puissance réactive qui caractérisent les phénomènes alternatifs ; si la distance devient trop grande (au-delà de quelques centaines de km), il se produit un déphasage trop important d'une extrémité à l'autre de la ligne, si aucun moyen de compensation n'est installé. Il en résulterait de fortes oscillations de l'intensité, qui atteindraient des limites inadmissibles susceptibles d'entraîner la coupure de la ligne. Les pertes ; et surtout les pertes par effet couronne (qui d'ailleurs dépendent de facteurs très variables, et notamment des variations climatiques) jouent dans le même sens. Dans la pratique, le transport massif d'électricité alternative sur plusieurs milliers de km est exclu, la limite se situant vers 1 500 km.

3) En outre, une conséquence très importante de ces phénomènes de stabilité et de compensation de l'énergie réactive est que la structure des postes devient très complexe et leur coût élevé lorsque la tension (donc la puissance) et la distance augmentent, et que les conditions exigées de la ligne sont plus sévères. On devine que le schéma sommaire précédent doit, dans la réalité, être sérieusement corrigé : comme l'a déjà montré l'exemple donné plus haut, pour de grandes puissances transportées à 400 km, le coût des postes atteint normalement, pour la tension optimale, 50 à 90 % du coût de la ligne.

4) Enfin, il y a lieu d'introduire une autre considération qui résulte de l'impossibilité de stocker l'électricité. Si la liaison électrique entre un lieu de production et un centre de consommation ne comprend qu'une ligne, toute mise hors service de cette ligne, qu'elle soit provoquée par un accident ou un programme de travail (entretien par exemple), entraîne la coupure du point de consommation. En d'autres termes, le degré de sécurité d'alimentation par une liaison simple est très médiocre. Aussi la détermination pratique d'un système de transport fait intervenir une autre notion complexe attachée au degré de sécurité que l'on recherche et qui est d'ailleurs variable suivant les pays.

.../...

En règle générale, une liaison électrique comprend plusieurs lignes permettant de compenser la défaillance d'un ou plusieurs éléments. Dans la norme française actuelle, la règle est qu'une liaison doit pouvoir fonctionner normalement en ayant "perdu" une de ses lignes et pouvoir "tenir" vingt minutes si une deuxième ligne disparaît.

Incidence des principaux paramètres

Le graphique de l'annexe n° 17 donne en fonction de la distance et pour différentes puissances le coût du transport (en centimes) pour 100 km. Le détail des calculs figure à l'annexe n° 18.

On notera l'incidence des principaux paramètres:

-- pour une puissance donnée, le coût pour 100 km décroît assez fortement avec la distance dans la zone 100 à 300 km ; au-delà de 400 km, il y a tendance à la croissance, "en raison de l'importance prise par les mécanismes de correction de stabilité et de compensation de puissance réactive, qui sont observés au niveau du coût des postes" (cf. § précédent).

-- à distance donnée, le coût diminue avec la puissance transportée : pour 400 km, le coût de transport aux 100 km d'une puissance de 9 600 MW est d'environ 20 % plus faible que celui d'une puissance de 4 800 MW (en supposant les structures optimales).

-- l'incidence de la durée d'utilisation de la puissance maximale est fondamentale : en effet, la dépense est constituée pour environ 70 % par des charges fixes d'investissement et d'entretien. Les chiffres indiqués ci-dessus s'entendent pour 7 000 heures d'utilisation de la puissance maximale ; si cette utilisation se réduit à 3 500 heures, le prix du transport augmente d'environ 70 %.

II. TRANSPORT A COURANT CONTINU

Transport par ligne aérienne

L'avantage du courant continu est de supprimer les difficultés associées au courant alternatif, notamment les problèmes de stabilité et de contrôle de la puissance transportée (énergie réactive) ; la ligne est aussi plus simple puisqu'il suffit de deux conducteurs au lieu de trois en alternatif triphasé. En revanche, il convient, tant au départ qu'à l'arrivée, de passer d'une forme de courant à l'autre : les postes comprennent des convertisseurs de courant coûteux.

.../...

C'est le progrès réalisé dans la technologie de ces convertisseurs qui permet aujourd'hui d'envoyer des transports par courant continu sur des distances plus grandes qu'en courant alternatif (3 000 km par exemple). Mais les pertes augmentent parallèlement à la distance (à 1 000 KV, les pertes Joule sont de 7,5 % pour 1 000 km et 20 % pour 3 000 km) ; on est donc conduit à accroître la tension (2 000 KV par exemple). A noter à ce sujet que l'équivalence de service entre continu et alternatif est en général obtenue pour des tensions optimales continues un peu inférieures aux tensions alternatives correspondantes (+ 600 KV continues équivaudraient ainsi à 750 KV en alternatif, pour des services rendus identiques).

Dans l'ensemble, on retrouve les mêmes facteurs de coûts qu'en alternatif, mais naturellement avec d'assez grandes différences dans la structure des différentes rubriques ; en continu, le prix des stations terminales est plus élevé alors que le prix de la ligne est plus faible ; les pertes correspondent à la fois aux pertes en ligne et aux pertes dans les convertisseurs (1). Ces différences font que le transport par courant continu est moins coûteux à partir d'une certaine distance (de l'ordre de 700 km).

Le graphique de l'annexe n°17 donne un ordre de grandeur du coût pour différentes distances et différentes puissances.

Une liste des réseaux à haute tension continue en service ou en projet (1975) à travers le monde figure en annexe n°19.

.../...

(1) Noter qu'ici les pertes par effet couronne sont de nature différente de celles que l'on observe en courant alternatif : il s'agit de courants de "fuite" entre les deux conducteurs ou avec le sol, alors qu'en alternatif c'est le mouvement pulsatoire de la charge d'espace qui engendre les pertes.

Transport par câbles souterrains ou sous-marins

Avec les techniques actuelles, le transport par câble souterrain ou sous-marin se heurte à de très fortes limitations de nature physique et économique. De trop fortes tensions entraînent des épaisseurs d'isolement trop élevées et des pertes diélectriques prohibitives ; l'évacuation de la chaleur des pertes Joule est une autre contrainte importante. Corrélativement, le coût est beaucoup plus élevé. Aussi ce moyen de transport est surtout réservé aux cas particuliers de faible distance pour lesquels certaines considérations (encombrement, traversée de bras de mer, ...) obligent à abandonner la solution aérienne. A titre d'exemple, indiquons qu'un projet de câble sous-marin est à l'étude pour assurer des échanges entre la France et l'Angleterre d'une puissance d'environ 2 000 MW (1) ; le transport se ferait en courant continu à 300 kV par deux liaisons comprenant chacune 4 câbles.

Il faut enfin souligner, sans qu'on puisse apprécier aujourd'hui les chances de succès pratique, que d'autres techniques (cryocâbles) sont en cours d'expérimentation. Elles consistent à refroidir le câble à une température suffisamment basse (par circuit d'azote ou d'hélium liquide) de façon à modifier radicalement les caractéristiques de la conductibilité.

Résultats

Comme on l'a constaté en matière de transport par canalisation de pétrole ou de gaz, il y a en matière d'électricité une structure des lignes à laquelle correspond un coût minimum de transport, partie sous forme d'investissement, partie sous forme de pertes, les pertes étant ici le substitut des dépenses d'énergie dans les autres modes de transport. Cette structure optimale est fonction de la quantité d'énergie à transporter, celle-ci comportant simultanément énergie active et énergie réactive. Elle est également fonction de la distance. Mais une des caractéristiques du transport du courant alternatif, c'est qu'au delà d'une certaine distance relativement faible de l'ordre de 300 à 400 km - le coût de transport à tension constante augmente plus vite que la distance. D'ailleurs les longueurs de transport sont pratiquement limitées par des phénomènes physiques qui mettent en jeu la stabilité des réseaux alimentés en courant alternatif. Au delà, il faut envisager les transports par courant continu dont, à l'inverse des précédents, les coûts diminuent avec la distance du fait du poids décroissant des stations terminales.

.../...

(1) Il existe depuis 1961 une liaison entre les deux pays (160 MW).

Tout au long de cette étude, certains rapprochements ont été opérés entre les prix de revient techniques relatifs soit à différents modes de transport, soit à diverses formes d'énergie. Pour situer de la même façon, l'énergie électrique par rapport à d'autres énergies, il faut choisir une équivalence économique; or celle-ci ne sera pas la même suivant que l'on considère la production ou l'utilisation de l'électricité. Dans le premier cas, tant que le thermique classique aura encore sa place dans les programmes de développement, on pourra se référer à la consommation spécifique d'une centrale thermique moderne, soit environ 2,3 th/ kWh. Dans le second cas, on se trouvera devant des coefficients d'équivalence très différents selon les usages allant depuis 0,860 th/ kWh lorsque l'électricité est transformée directement en chaleur jusqu'à des valeurs 3 ou 4 fois plus élevées quand il s'agit des usages spécifiques de l'électricité.

Mais de tels rapprochements entre diverses formes d'énergie n'ont d'intérêt que s'ils peuvent conduire à des résultats pratiques, c'est-à-dire s'il y a substitution possible d'un mode de transport à un autre ou d'une forme d'énergie à une autre. Le cas le plus typique, auquel on se bornera, est celui de l'alternative suivante qui peut se présenter au producteur d'électricité : s'il en a le choix - car d'autres contraintes peuvent intervenir - a-t'il avantage à implanter une centrale thermique brûlant un combustible fossile près du gisement ou du port d'importation ou au contraire près du lieu de consommation ?

La réponse, en réalité, n'est pas aussi simple qu'il paraît, car les effets de taille, de distance, de durée d'utilisation jouent un rôle très important ; cette réponse dépend donc des aspects particuliers des projets considérés. Aussi faut-il se garder de vouloir trouver une règle générale. A titre d'illustration, considérons le cas d'un gisement de charbon situé à environ 500 km d'une zone de grande consommation d'électricité nécessitant une centrale de 4 unités de 600 MW ; supposons en outre que ce charbon ne soit utilisé qu'à la production de l'électricité ; plaçons-nous enfin dans l'hypothèse d'installations réalisées dans des pays industriellement avancés (cas des coûts donnés dans les chapitres précédents). Dans ce cas bien défini, mais finalement assez irréaliste, on est conduit aux résultats suivants :

1° Si la centrale fonctionne en base (7 000 h par an), elle consomme environ 6 millions de tonnes de charbon par an.

a - Si on installe la centrale sur le gisement, la ligne électrique implique un coût de transport d'environ 0,26 c/kWh-100 km (cf graphique annexe).

.../...

b - Si le charbon est transporté par une voie ferrée banalisée, le coût approximatif du transport de ce charbon est d'environ 9 c/tkm (1) ou encore) 0,135 c/thermie-100 km ; sachant qu'une centrale moderne consomme environ 2,3 thermies/kWh, la dépense de transport nécessaire à la production d'un kWh est de :

$0,135 \times 2,3 = 0,31$ c/kWh-100 km ; mais les incertitudes qui pèsent sur l'évaluation des coûts conduisent à se demander dans quelle mesure l'écart entre les deux valeurs (0,05c soit environ 17 %) est significatif.

c - Si l'on envisageait, pour transporter ce charbon, une voie ferrée spécialisée du type évoqué dans le chapitre "transport ferroviaire", le coût serait probablement un peu plus élevé. En effet, comme on l'a vu dans ce chapitre, la ligne spécialisée ne présente des avantages marqués que si le tonnage est important et le transport à une longue distance ; nous avons donné un coût de 8 c/tkm en terrain vierge dans le cas de 10 millions de tonnes/an et de 700 km. Or, dans le cas présent, avec 6 millions de tonnes/an et 500 km les coûts seraient très nettement supérieurs (30 à 40 % de plus) car on se situe dans une zone où la sensibilité aux effets de taille et de distance est grande, d'où résulte un coût de transport du charbon vraisemblablement plus fort que dans le cas précédent b. Ceci révèle d'ailleurs le caractère assez irréaliste de cette hypothèse ; dans la pratique, la voie ferrée alimenterait en charbon non seulement la centrale, mais encore d'autres consommateurs ; dans ces conditions, on pourrait alors tomber sur des coûts inférieurs à ceux du cas b, et peut-être assez voisins de ceux du transport électrique.

.../...

(1) cf le chapitre "transport ferroviaire".
Il s'agit du coût de transport en France.

2° On peut naturellement imaginer qu'au lieu de fonctionner 7 000 h par an, la centrale dessert des usagers ayant un coefficient d'utilisation moindre (1), par exemple 5 000 heures, mais alors les calculs précédents sont à reprendre entièrement car il faut tenir compte d'un côté de la moins bonne utilisation de la ligne électrique et de l'autre d'un tonnage différent de charbon annuel transporté (4,3 millions de tonnes au lieu de 6). Etant donné la structure des coûts, on peut dire approximativement que le coût du transport de l'électricité passera, pour une durée d'utilisation de 5 000 h, de 0,26 c à 0,32 c/kWh-100 km. Pour le charbon, dans les conditions d'une voie banalisée (seule solution réaliste), le coût ne serait guère modifié, laissant à 0,31 c le coût du transport nécessaire pour 1 kWh. On voit qu'avec cette durée d'utilisation, les deux modes de transport sont comparables.

Ce qu'il y a lieu de retenir, c'est que production et transport d'électricité sont indissociables. C'est évident lorsqu'il s'agit d'évacuer l'énergie de sites hydrauliques particulièrement avantageux qui sont encore nombreux dans le monde. Mais des problèmes analogues vont se poser avec l'augmentation de la taille et les conditions d'implantation des nouvelles centrales thermiques ou nucléaires : en effet, d'autres facteurs, tels que les besoins en eau et les contraintes d'environnement, pèseront de plus en plus lourd dans le choix de l'implantation et imposeront des transports sans doute différents de ceux que l'on a connus jusqu'à présent.

(1) En effet, pour des installations à très longue durée d'utilisation, une autre variante se présente, c'est l'implantation des usines auprès du gisement et de la centrale avec transport du produit fini.

Chapitre V

- SYNTHÈSE DES RESULTATS -

Il s'agit maintenant de rassembler les éléments que l'étude a permis de dégager dans des tableaux ou graphiques qui fassent ressortir les caractéristiques économiques du transport des différentes formes d'énergie.

La première démarche consiste à dresser un tableau des résultats obtenus. Ce tableau comporte deux colonnes :

- dans la première, l'unité est celle qui est propre à chaque forme d'énergie ;
- dans la seconde, les coûts de transport se rapportent à une unité commune dont la valeur est 10^4 Thermies.

Les équivalences énergétiques adoptées sont les suivantes :

- | | | |
|-------------------------------|---|--------------------------|
| - 1 tonne de pétrole | ! | |
| - 1,5 tonne de charbon | ! | |
| - 1 000 m ³ de gaz | ! | 10 ⁴ Thermies |
| - 4 500 kilowatt-heure (1) | ! | |
| | ! | |

.../...

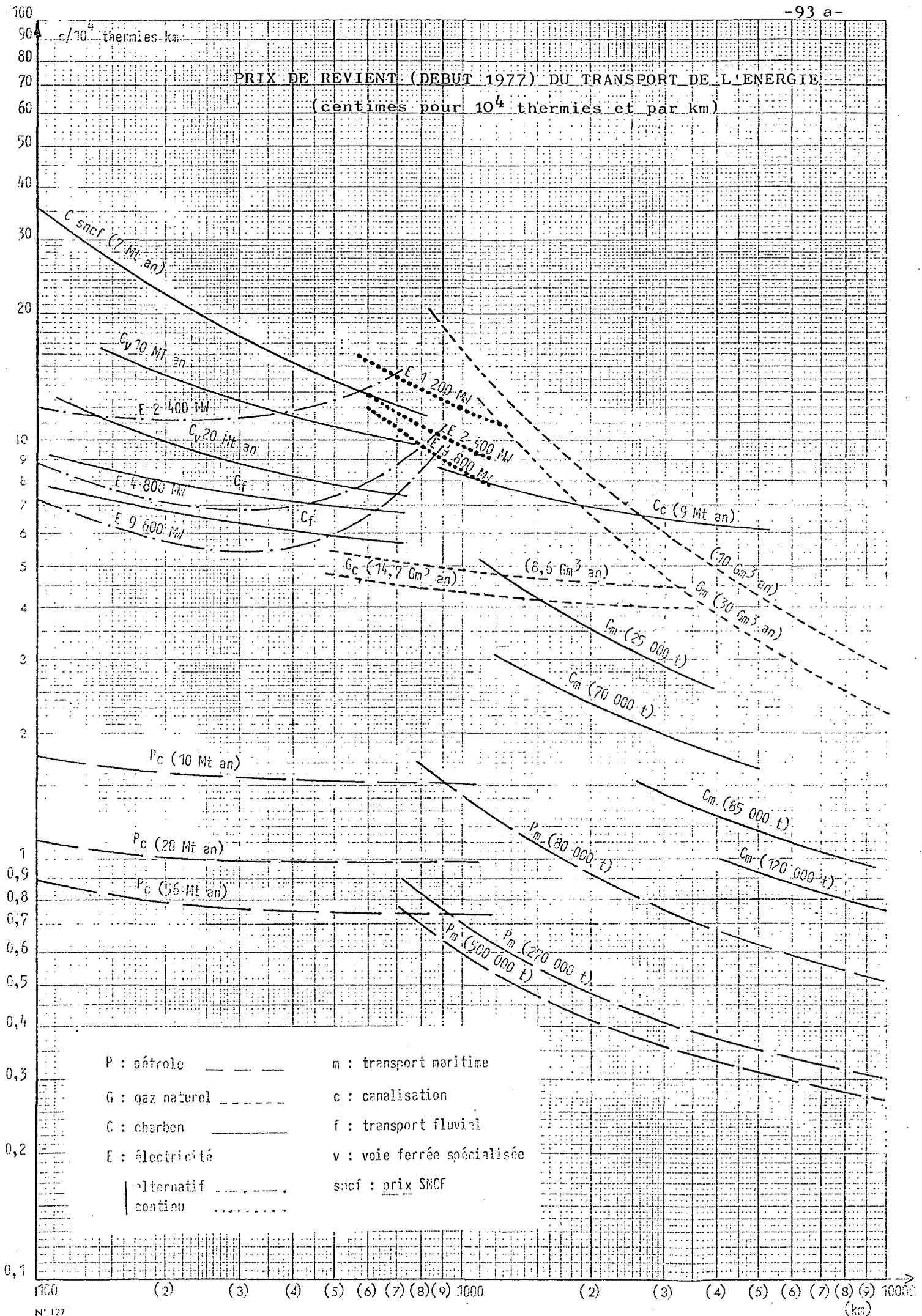
(1) équivalence énergétique à la production pour les raisons explicitées au chapitre électricité.

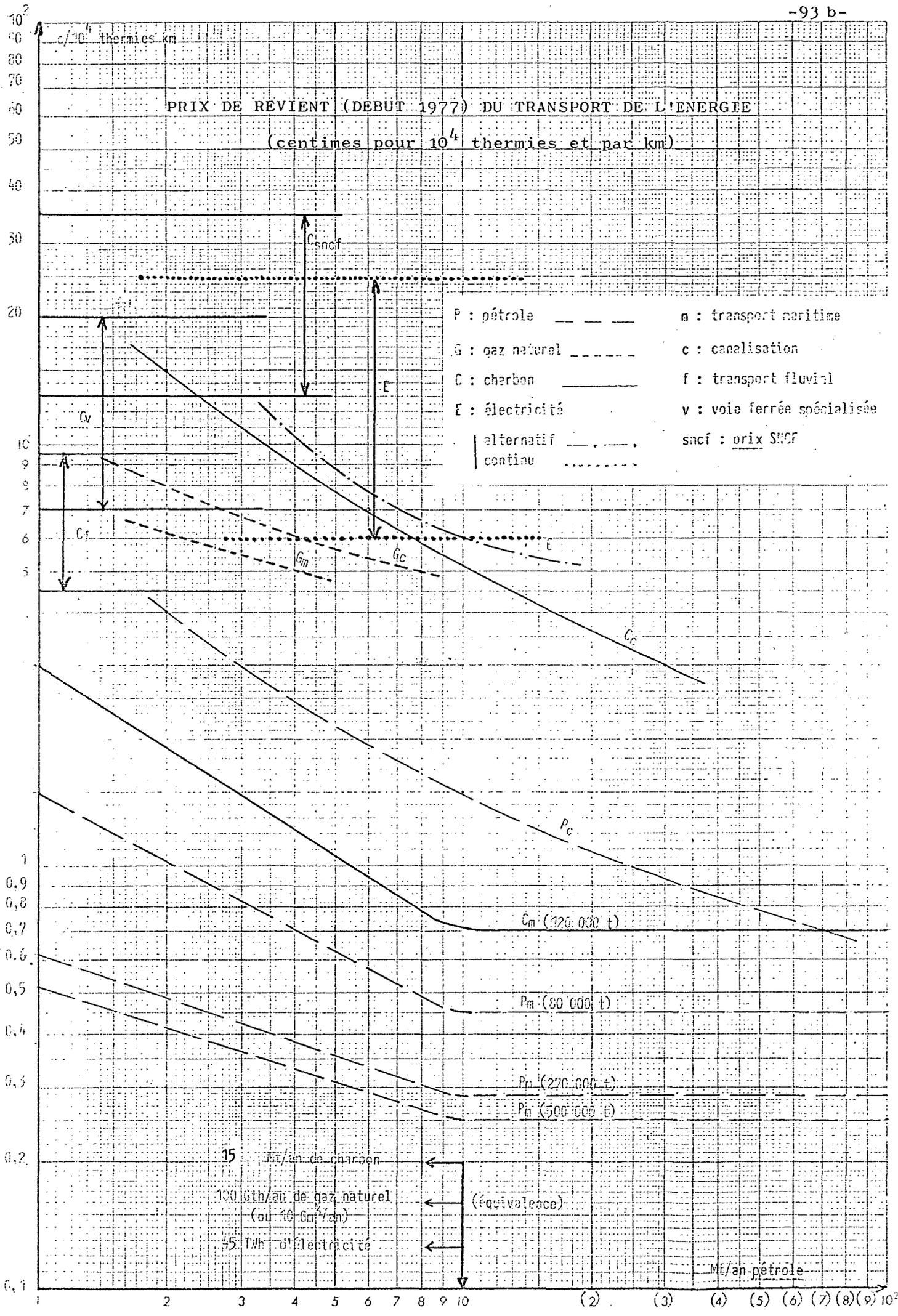
FORME D'ENERGIE	PRIX DE REVIENT C/Km	
I PETROLE	UNITE tonne de pétrole	UNITE 10 ⁴ th
Transport maritime	1,62 à 0,25	1,62 à 0,25
Oléoduc	1,56 à 0,75	1,56 à 0,75
II CHARBON	UNITE tonne de charbon	
Transport maritime	2,65 à 0,48	3,97 à 0,72
Transport fluvial	7 à 3,75	10,5 à 5,6
Transport ferroviaire		
- ligne spécialisée	9 à 5	13,5 à 7,5
- réseau banalisé	17 à 8	25,5 à 12
Carboduc	8 à 5	12 à 7,5
III GAZ NATUREL	UNITE thermie	
Gazoduc	6,2x10 ⁻⁴ à 4,4x10 ⁻⁴	6,2 à 4,4
Méthanier	16 x10 ⁻⁴ à 1,7x10 ⁻⁴	16 à 1,7
IV ELECTRICITE	UNITE kilowatt-heure	
Courant alternatif	2,7x10 ⁻³ à 1,2x10 ⁻³	12 à 5,2
Courant continu	2,7x10 ⁻³ à 1,5x10 ⁻³	12 à 6,5

Ce tableau est simplement destiné à récapituler les résultats des calculs théoriques effectués tout au long de l'étude. Tel qu'il est, il rassemble des éléments trop disparates pour servir de base à toute comparaison entre les différentes formes d'énergie.

.../...

PRIX DE REVIENT (DEBUT 1977) DU TRANSPORT DE L'ENERGIE
(centimes pour 10⁴ thermies et par km)





Les deux données dont dépend le prix d'un transport étant la distance et la capacité, il est apparu nécessaire, pour avoir des résultats comparatifs, d'établir deux graphiques figurant la variation du prix de revient en fonction de chacune de ces deux variables. (pages 93a et 93b).

Sur chaque graphique, les courbes relatives aux différents moyens de transport ont été établies en supposant ceux-ci utilisés dans les conditions correspondant à l'optimum économique. Étant donné l'importance du domaine à couvrir, il a été nécessaire d'adopter pour les coordonnées l'échelle logarithmique.

A différentes reprises, au cours de cette étude, des rapprochements ont été faits entre les prix de transports des différentes formes d'énergie. Il n'y a pas lieu de revenir sur les résultats auxquels on a abouti et que la lecture des deux graphiques permet de retrouver aisément. Mais ce qu'il importe de redire, c'est que les exemples qui ont été étudiés n'ont servi qu'à donner des ordres de grandeur et encore ceux-ci ne sont-ils valables que dans les cas particuliers considérés.

Les deux graphiques illustrent la configuration des grands courants de transport dont la majeure partie est constituée par les transports maritimes. Viennent ensuite les transports par canalisations à grands débits. Le rail et la voie d'eau n'ont plus la même importance qu'il y a vingt-cinq ans et, dans bien des cas, ils interviennent seulement comme moyens complémentaires. Pour l'électricité, enfin l'augmentation de la consommation se traduit beaucoup plus par un renforcement de l'interconnexion que par le développement du réseau de transport proprement dit.

Voici au sujet de ces graphiques quelques commentaires relatifs à :

- la distance de transport
- la capacité de transport
- la concurrence entre moyens de transport et entre formes d'énergie.

I - Influence de la distance de transport

Sur le graphique qui donne les prix de revient en fonction de la distance, on constate que les courbes sont concentrées sur deux zones, de part et d'autre de la distance de 1 000 Km. Au-delà de cette limite on trouve les transports maritimes, en deçà les transports ferroviaires et fluviaux, les transports par canalisations se situant, quant à eux, de part et d'autre de cette limite.

.../...

Les prix de revient décroissent avec la distance, on prendra garde à l'échelle logarithmique qui est pratique mais déforme la réalité et pourrait faire croire en ce qui concerne les transports maritimes à une tendance à la baisse plus accentuée qu'elle ne l'est effectivement.

Seule exception à la loi de décroissance, l'électricité en courant alternatif dont le prix de revient du transport augmente à partir de 200 ou 300 km, suivant la puissance transitée. Mais au-delà de 500 à 600 km on retrouve la règle générale de décroissance avec le courant continu dont la technique est maintenant confirmée et qui est donc en mesure de prendre le relais de l'électricité alternative.

2° - Influence de la capacité de transport

Pour chaque tonne livrée, le coût du transport doit rester dans des limites admissibles. Aux grandes distances vont donc correspondre les gros tonnages. Sur le graphique qui figure les prix de revient en fonction des tonnages annuels, on s'est limité, pour éviter un encombrement excessif, aux cas où il y a une bonne concordance entre la taille du type de transport considéré et la distance. On arrive ainsi à des lignes droites pour les gros navires. On remarque que les intervalles entre les lignes se rapprochent au fur et à mesure que la taille du navire augmente : il y a un effet de saturation. Pour les canalisations de pétrole, gaz ou mélange liquide solide, les courbes sont continues et sensiblement parallèles et les prix décroissent rapidement quand les tonnages augmentent. Pour l'électricité, l'effet de taille a tendance à s'amortir beaucoup plus vite.

3° - Concurrence entre moyens de transport et entre formes d'énergie.

Il aurait été difficile et d'ailleurs sans grande utilité pratique, de procéder à un classement des prix de revient du transport de l'énergie. Mais les graphiques qui précèdent présentent l'intérêt de faire apparaître des zones où la substitution de tel mode de transport à un autre ou même, puisqu'ils ont été établis par référence à une unité commune, de telle forme d'énergie à une autre, pourrait se montrer avantageuse au point de vue économique.

.../...

Certes de telles possibilités ont toujours existé mais la situation a beaucoup évolué en peu de temps. Les données habituelles ont été bouleversées par les progrès parfois considérables accomplis dans les moyens de transport classiques et par l'apparition de nouveaux moyens expérimentés déjà avec succès. A tout cela s'ajoute la crise économique à laquelle on doit dès à présent de profonds bouleversements.

Aussi faut-il s'attendre à une concurrence accrue dans le domaine du transport, même dans des secteurs où les positions paraissaient solidement acquises.

CONCLUSION

Il ne faut pas s'étonner qu'une étude sur le prix de revient du transport de l'énergie débouche sur l'avenir de nos systèmes de transport. Au cours des vingt dernières années, d'importants changements sont survenus dans les conditions d'approvisionnement en énergie. Au fur et à mesure de l'augmentation des besoins, il a fallu transporter plus d'énergie et la transporter plus loin, ce qui s'est traduit par des navires d'un tonnage de plus en plus fort, des canalisations d'un diamètre de plus en plus grand, des tensions électriques de plus en plus élevées.

De nouveaux moyens de transport sont apparus :

- le méthanier, navire citerne qui permet le transport maritime du gaz naturel à l'état liquide. La capacité des plus gros méthaniers qui est actuellement de 125 000 m³ de méthane liquide soit l'équivalent de 75 millions m³ de gaz naturel, devrait atteindre prochainement 200 000 m³ soit 120 millions m³ de gaz naturel.
- le chemin de fer industriel lourd spécialisé capable de transporter à très bas prix de revient jusqu'à 25 ou 30 millions de tonnes de charbon par an, grâce auquel notamment des gisements considérés autrefois comme trop éloignés pourront être reliés à la mer.
- le carboduc, permettant le transport par canalisation du charbon en suspension dans l'eau, qui pourra être utilisé pour les transports continentaux à grande distance. Inséré à l'amont et à l'aval d'un transport maritime de charbon en phase liquide par navires citernes de grande capacité, le carboduc ouvre également la voie à de nouveaux et importants trafics intercontinentaux de charbon.
- la ligne électrique fonctionnant en courant continu qui permet le transport à grande distance de quantités massives d'énergie.

.../...

Malgré tous ces progrès, dont chaque forme d'énergie a eu sa part, l'évolution des mouvements d'énergie n'a cessé de se faire en faveur du pétrole et principalement de celui du Moyen Orient. Est-il possible, à la suite de la crise récente, de renverser cette tendance, de stabiliser la consommation du pétrole à son niveau actuel et de faire face aux besoins de la croissance industrielle grâce à l'énergie nucléaire pour la production de l'électricité et grâce au charbon et au gaz naturel pour le reste, en attendant la venue des énergies nouvelles ?

Cette question, qui pourrait bien finalement concerner tous les pays, qu'ils soient industrialisés ou en cours de développement, ne se pose pas tellement en termes de ressources, car les gisements de charbon et de gaz naturel sont abondants dans le monde (1). Il s'agit beaucoup plus de savoir s'il est possible de transporter l'un et l'autre en grandes quantités à des conditions économiques satisfaisantes.

Or, comme on l'a vu, il y a de sérieuses raisons de croire que cette hypothèse pourra devenir réalité. Le pétrole sillonne les continents et les océans. Pourquoi le charbon et le gaz naturel n'y parviennent-ils pas à leur tour ?

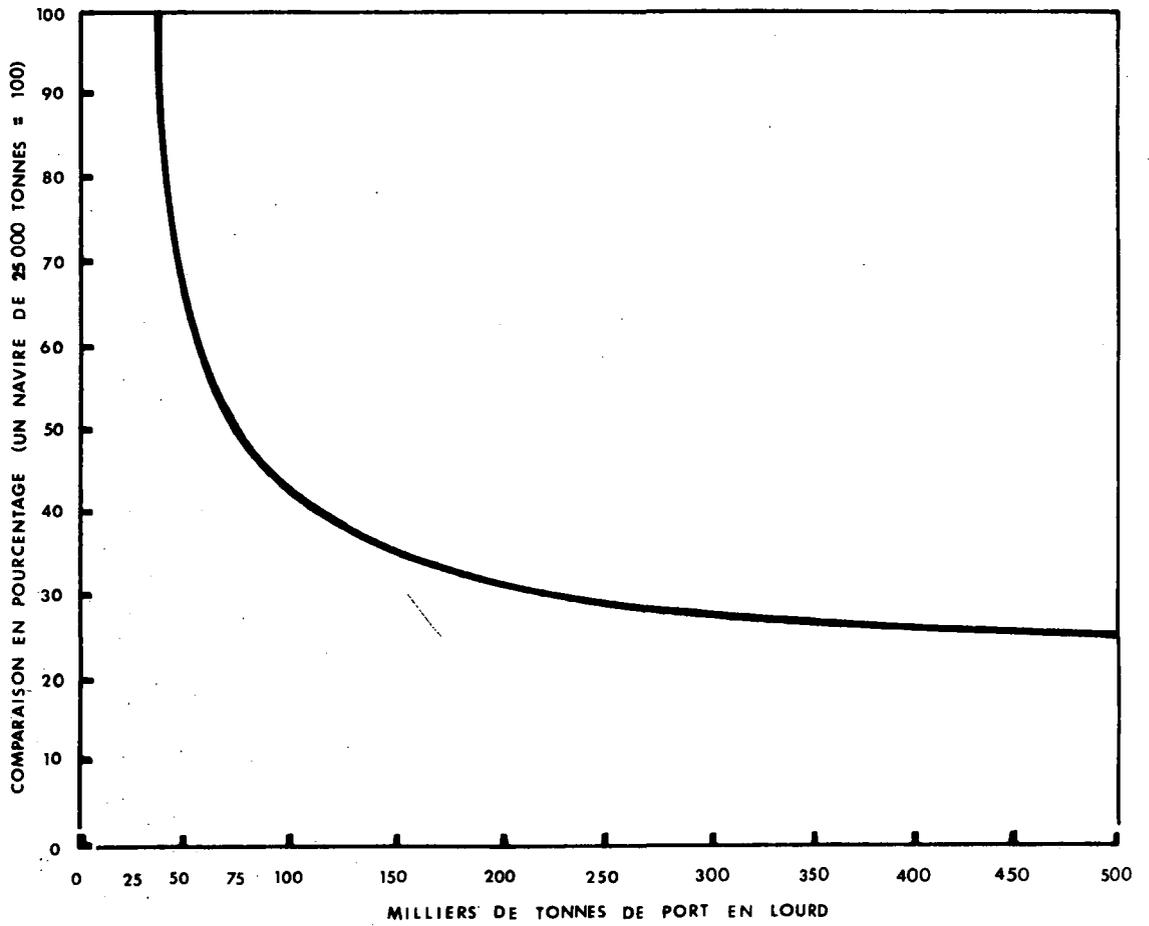
Dès à présent de puissantes chaînes de transport combinant canalisations de grands diamètres et navires de gros tonnages sont à l'oeuvre. Elles impliquent des investissements considérables et des associations entre producteurs et consommateurs sans lesquelles les moyens de financement nécessaires n'auraient pu être constitués. En outre de telles opérations ne peuvent être réalisées sans l'accord des gouvernements. Que de difficultés, et pourtant la preuve a été faite qu'elles pouvaient être surmontées.

Cette évolution doit se poursuivre. D'importants progrès techniques sont encore possibles. De nouvelles formes de coopération peuvent apparaître. Il y a finalement beaucoup de raisons de penser que les questions de transport de l'énergie joueront un rôle déterminant dans la politique énergétique des prochaines années.

(1) Les réserves approximativement connues - à des coûts il est vrai supérieurs aux prix de vente actuels - sont de l'ordre de 1000 ans de la consommation actuelle pour le charbon et de 100 à 200 ans pour le gaz.

COMPARAISON DES COUTS DE TRANSPORT
SELON LES TAILLES DE PETROLIERS

Voyage : GOLFE PERSIQUE, ROTTERDAM par LE CAP.



Source : Shell International
Mai 1970

Annexe n° 2

Prix de revient du transport du pétrole

Tonnage du navire 80.000 T.P.L.
 Prix du navire 100 millions de francs
 Itinéraires a) Bougie - Fos
 b) Bougie - Côte Est U.S.A.

a) Bougie - Fos Distance 842 Km;

On comptera 3 jours en mer et 3 jours de chargement et déchargement soit 60 voyages dans l'année et un tonnage transporté de 4,5 M.T. Les frais de port sont comptés à 160 000 F par jour dans chaque port.

running cost	13,5
amortissement	13
total partiel	<u>26,5</u>
soutes	9
frais de port	19
total partiel	<u>28</u>
Total	54,5

Coût franc /T $54,5 : 4,5 = 12$

Coût centime /T x km $12 : 842 = 1,42$

b) Bougie - Côte Est U.S.A. Distance 9 900 Km.

On comptera 320 jours en mer et 30 jours au port soit 10 voyages et un tonnage de 0,75 MT. Les frais de port USA sont comptés à 50.000 F par jour.

Frais annuels	26,5
Soutes	10
Frais de port	2,1
Total partiel	<u>12,1</u>
Total	38,6

Coût franc /T $38,6 : 0,75 = 51,4$

Coût centime /T x km $51,4 : 9.900 = 0,52$

Faint, illegible text covering the majority of the page, possibly bleed-through from the reverse side.

260
250
240
230
220
210
200
190
180
170
160
150
140
130
120
110
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10

22 000 - 40 000 T P L exclu ————
40 000 - 100 000 T P L exclu ————
100 000 - 175 000 T P L exclu ————
175 000 T P L exclu - - - - -

VARIATIONS MENSUELLES POUR DIFFERENTS TONNAGES DE L'INDICE
WORLDSCALE (W.S.) SUR L'ITINERAIRE GOLFE PERSIQUE-COTE OUEST
DES U.S.A.

3

J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D J F M A M J J A S O N D

1971

1972

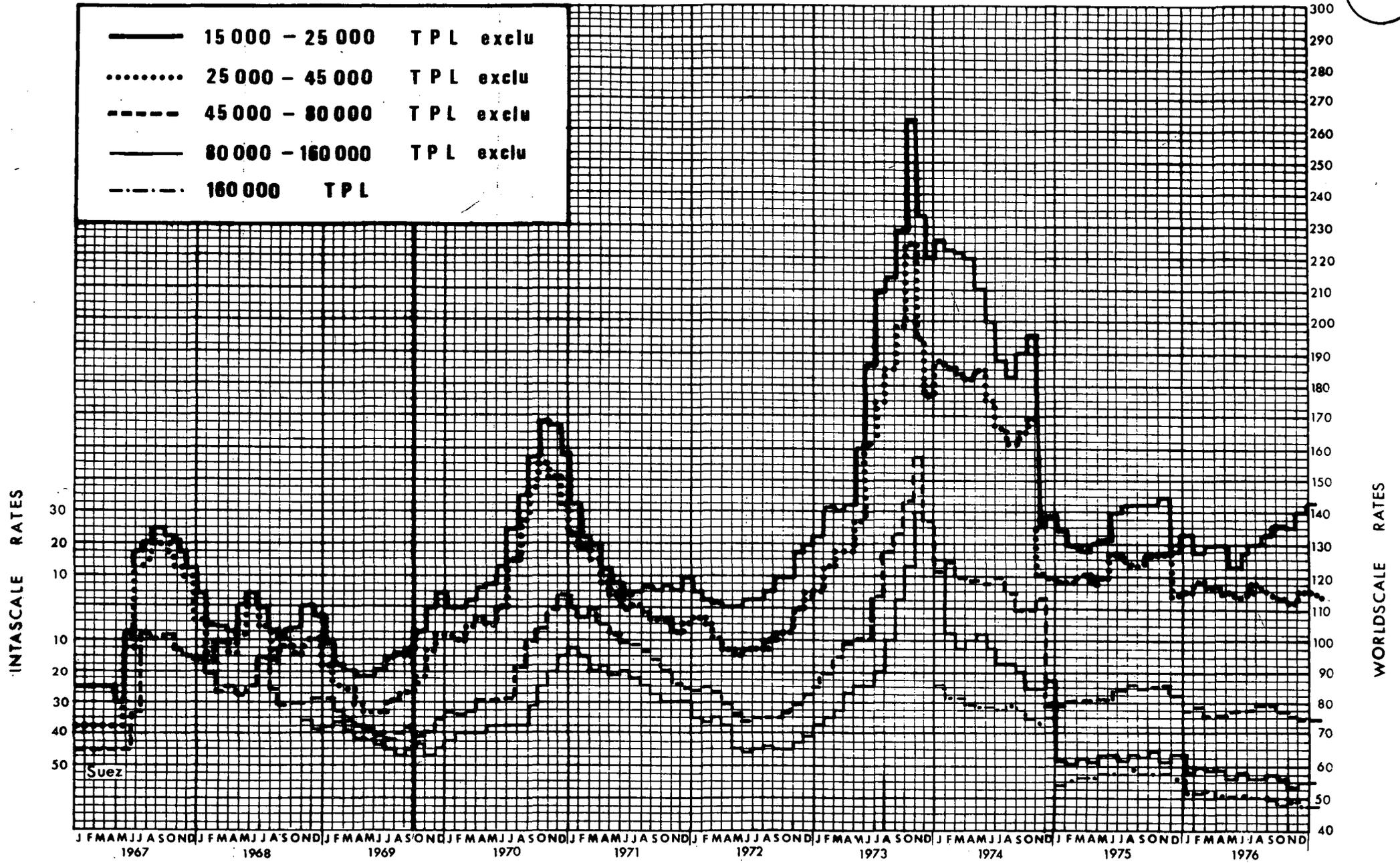
1973

1974

1975

1976

VARIATIONS MENSUELLES DE L'INDICE AFRA-(1967-1976)

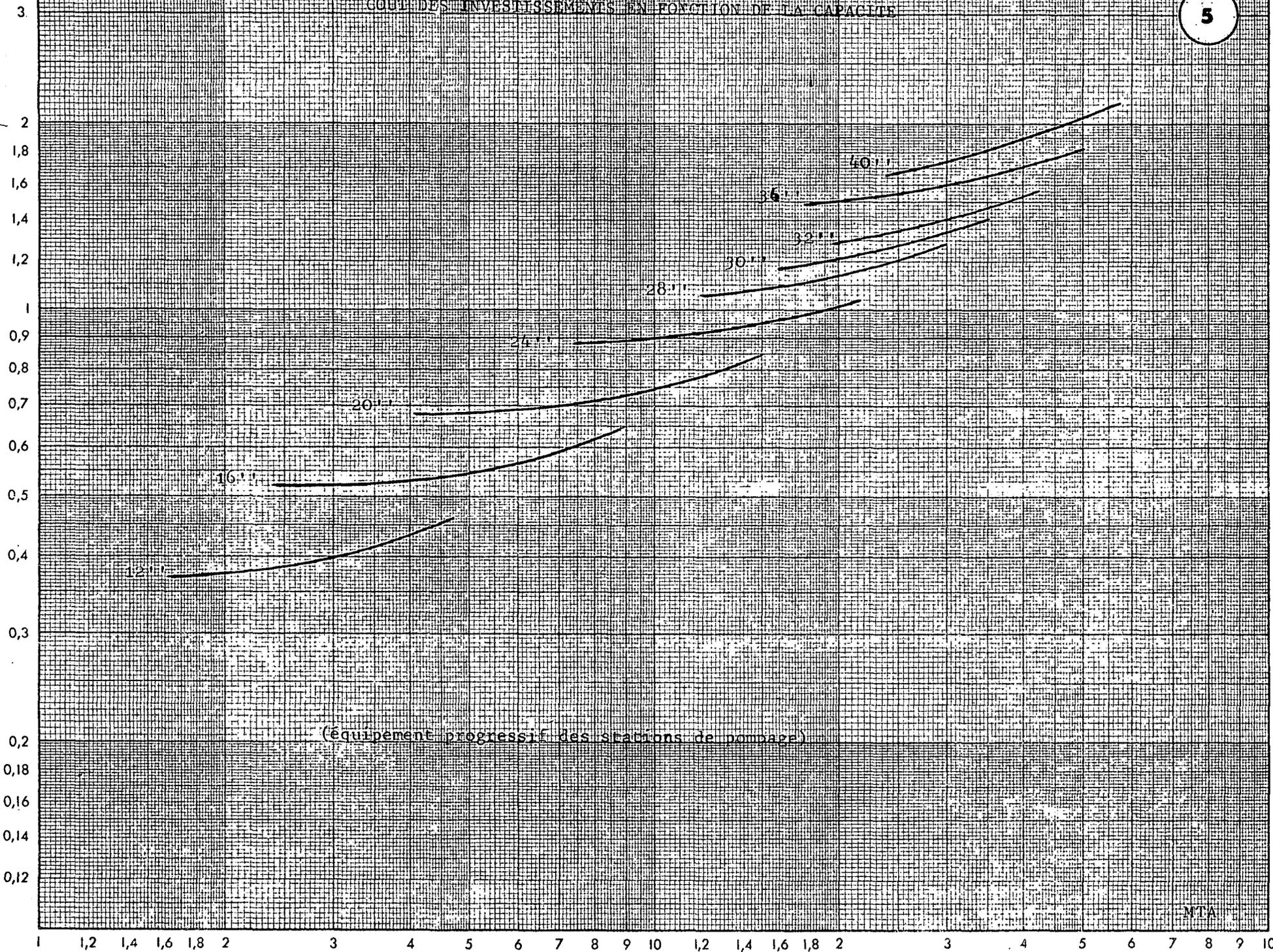


105

Investissement
MF/km

COÛT DES INVESTISSEMENTS EN FONCTION DE LA CAPACITÉ

5



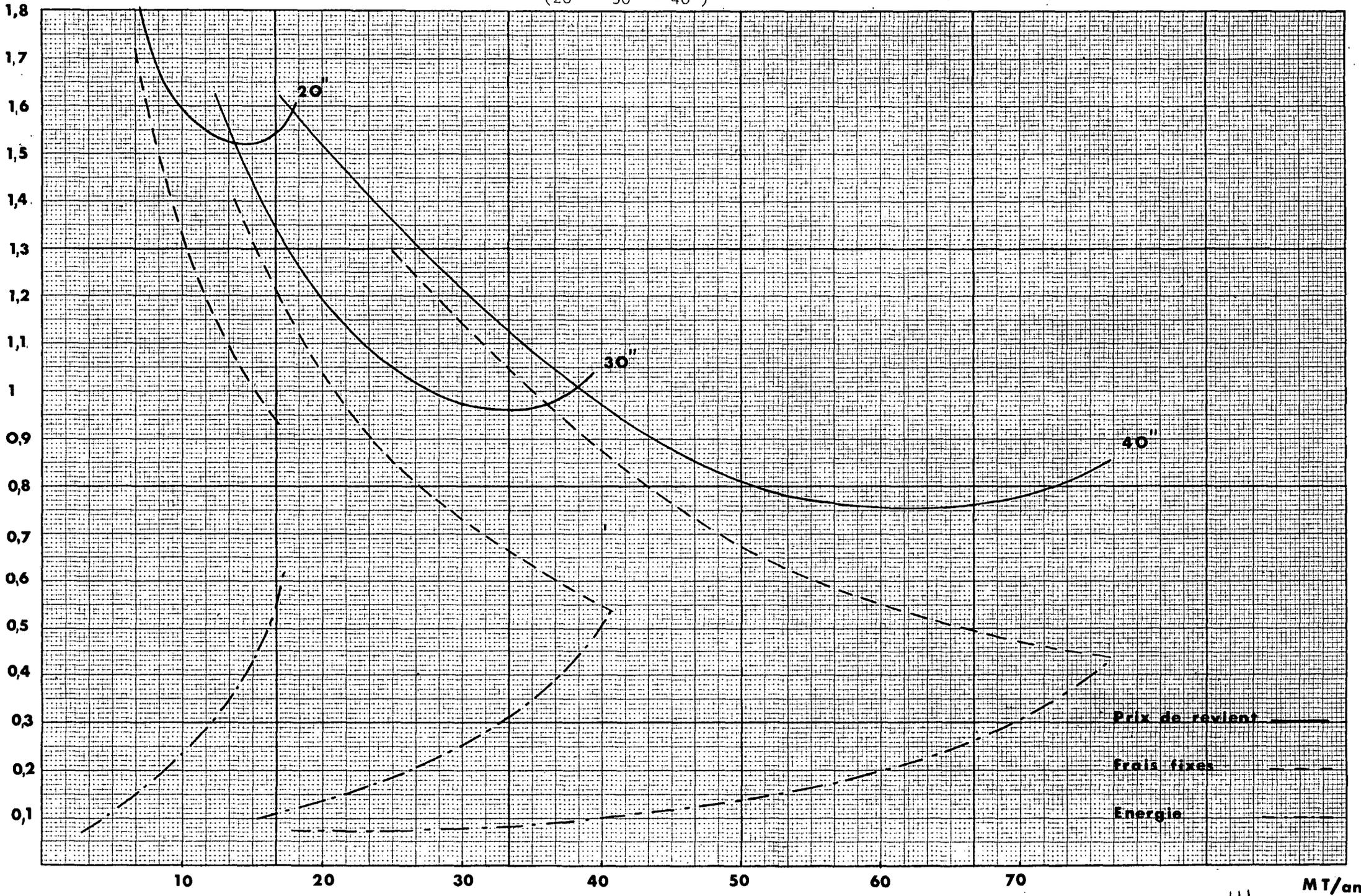
(équipement progressif des stations de pompage)

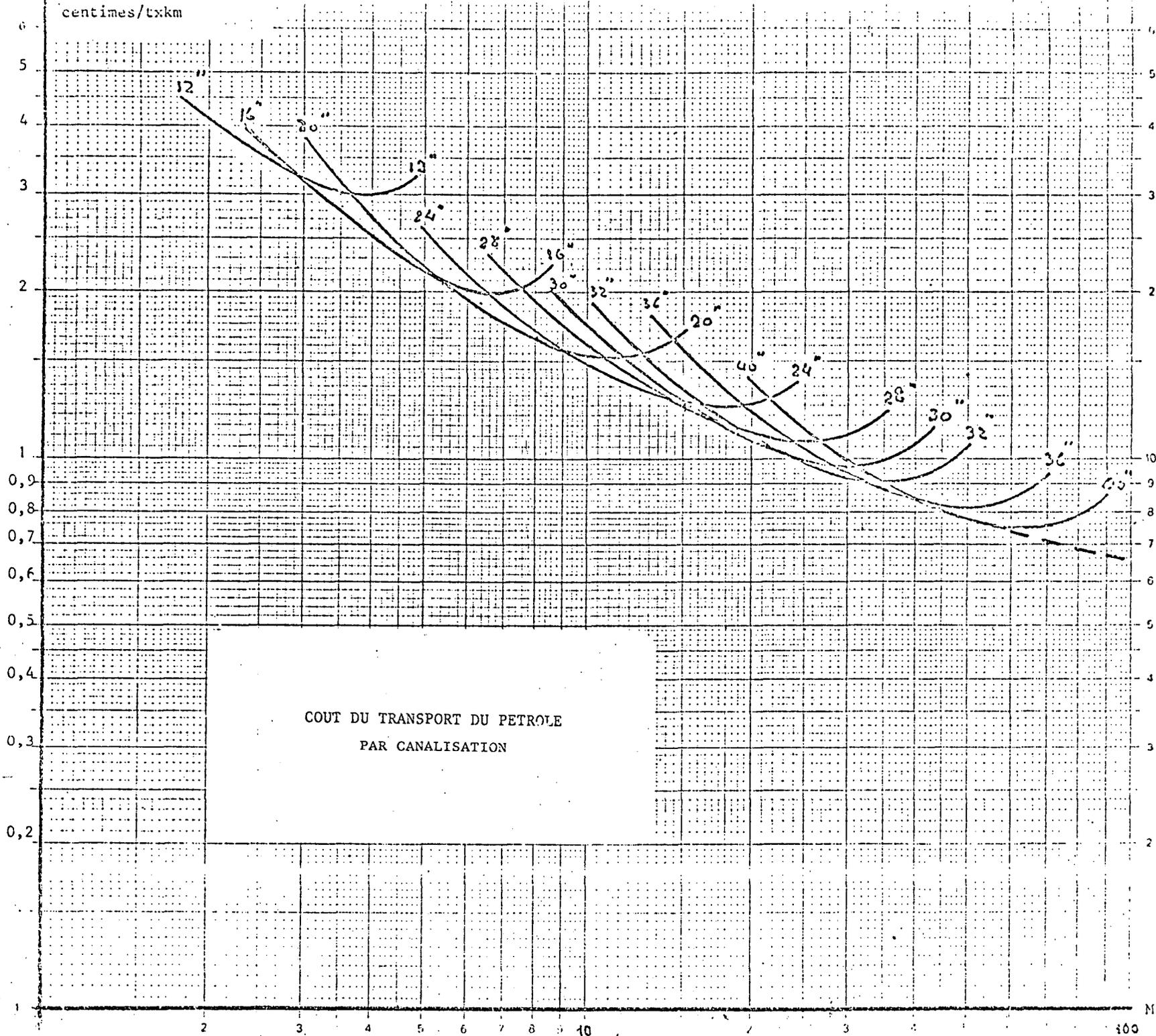
MTA

Canalisations : Eléments du prix de revient
du transport à différents stades de la capacité maximale

6

Investissement	20"			30"			40"		
Stade 3 définitif. Cmax. $I = 310 + 0,52 D^2$	828 000 F			1 400 000 F			2 970 000 F		
Stade 2 (0,7 Cmax.) $I \times 0,90$	745 000 F			1 260 000 F			1 863 000 F		
Stade 1 (0,5 Cmax.) $I \times 0,85$	704 000 F			1 190 000 F			1 760 000 F		
Capacité : MTA	5,3	7,4	10,5	15,8	22	31,5	31,5	44	63
Trafic : MTA	3,5	7	10,5	10,5	21	31,5	21	42	63
<u>Charges annuelles</u>									
A - Amortissements									
B - Frais financiers									
$I \times (0,05 + 0,0649) = I \times 0,1159$									
Stade 3			95 965			162 260			239 913
Stade 2		86 345			146 034			215 922	
Stade 1	81 594			137 921			203 984		
C charges d'expl. + entretien									
$I \times 0,04$									
Stade 3			33 120			56 000			82 800
Stade 2		29 800			50 400			74 520	
Stade 1	28 160			47 600			70 400		
Total charges fixes A + B + C									
Stade 3			129 085			218 260			322 713
Stade 2		116 145			196 434			290 442	
Stade 1	109 754			185 521			274 384		
Energie									
T = 10,5 J = 1 Stade 3			28 500						
T = 7 J = 0,5 Stade 2		9 500							
T = 3,5 J = 0,15 Stade 1	1 430								
T = 31,5 J = 1 Stade 3						86 000			
T = 21 J = 0,45 Stade 2					26 700				
T = 10,5 J = 0,13 Stade 1				3 720					
T = 63 J = 0,8 Stade 3									137 000
T = 42 J = 0,4 Stade 2								45 600	
T = 21 J = 0,12 Stade 1							6 800		





Centimes par l'x km

9

3
2
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,18
0,16
0,14
0,12

20%

30%

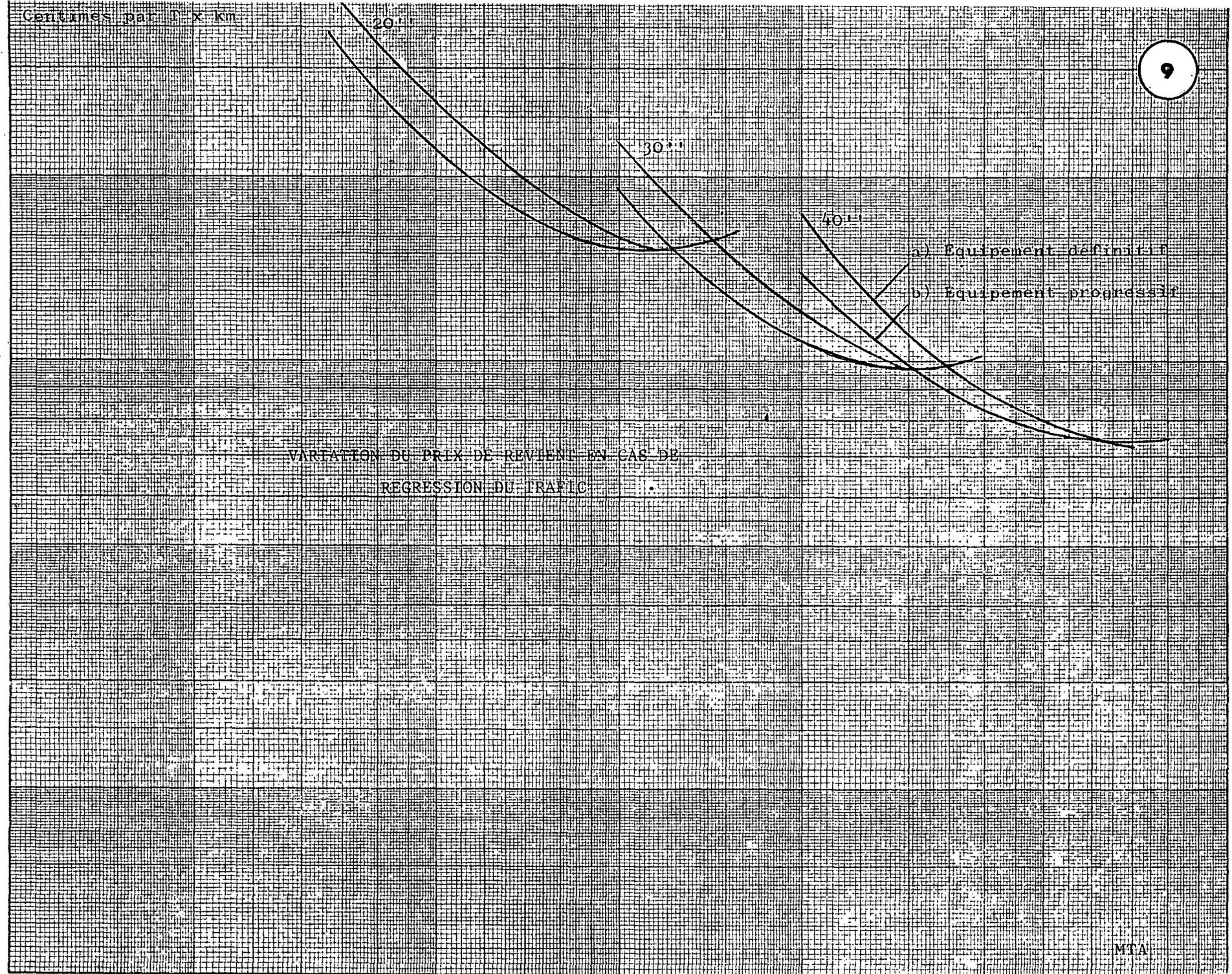
40%

a) Equipement definitif
b) Equipement progressif

VARIATION DU PRIX DE REVIENT EN CAS DE
REGRESSION DU TRAFIC

1 1,2 1,4 1,6 1,8 2 3 4 5 6 7 8 9 10 1,2 1,4 1,6 1,8 2 3 4 5 6 7 8 9 10²

MTA



Annexe n° 10

1 Liaison Pologne-Rouen

Distance 1 671 km

Navire 25 000 T.P.L.

Prix d'achat 64 M.F.

Nombre de voyages 22

Tonnage transporté 0,55 M T A

Dépenses annuelles

M.F.

running cost	7
amortissement - ch. fin.	8,3
frais généraux	0,7
Soutes :	

Par voyage

8 jours à 26 ^T x 400F	83.200 F
8 jours à 3 ^T x 400F	9.600 F
	<hr/>
	92.800 F

Dans l'année

22 voyages x 92.800F	2,04 MF	2
frais de port		2
		<hr/>
	Total	20,0

Coût franc /T 20 : 0,55 = 36,36 F/T

Prix de revient

centime /T x km 2,17

2 Liaison Pologne-Le Havre

Distance 1 553 km

Navire 70 000 T.P.L.

Prix d'achat 100 M.F.

Nombre de voyages 25

Tonnage transporté 1,75 M T A

Dépenses annuelles

M.F.

running cost	9,3
amortissement - ch. fin.	13
frais généraux	0,7
	<hr/>
	23,0

.../...

Soutes :

M.F.

Par voyage

Report 23,0

8 jours à 55 ^T x 400F	176.000 F
6 jours à 5 ^T x 400F	12.000 F
	<hr/>
	188.000 F

Dans l'année

188.000 x 25

4,7

frais de port

7

Total 34,7

Coût franc /T 34,7 : 1,75 = 19,82 F/T

Prix de revient

centime /T x km 1,27

3 Liaison Hampton Roads - Dunkerque

Distance 6 218 km

Navire 85 000 T.P.L.

Prix d'achat 115 M.F.

Nombre de voyages 11

Tonnage transporté 0,935 M T A

Dépenses annuelles

M.F.

running cost

9,7

amortissement - ch. fin.

15

frais généraux

0,7

Soutes :

Par voyage

23 jours à 56 ^T x 400	515.200
9 jours à 4 ^T x 400	14.400
	<hr/>
	529.600

Dans l'année

529.600 x 11

5,8

frais de port

3

Total 134,2

Coût franc /T 34,2 : 0,935 = 36,57 F/T

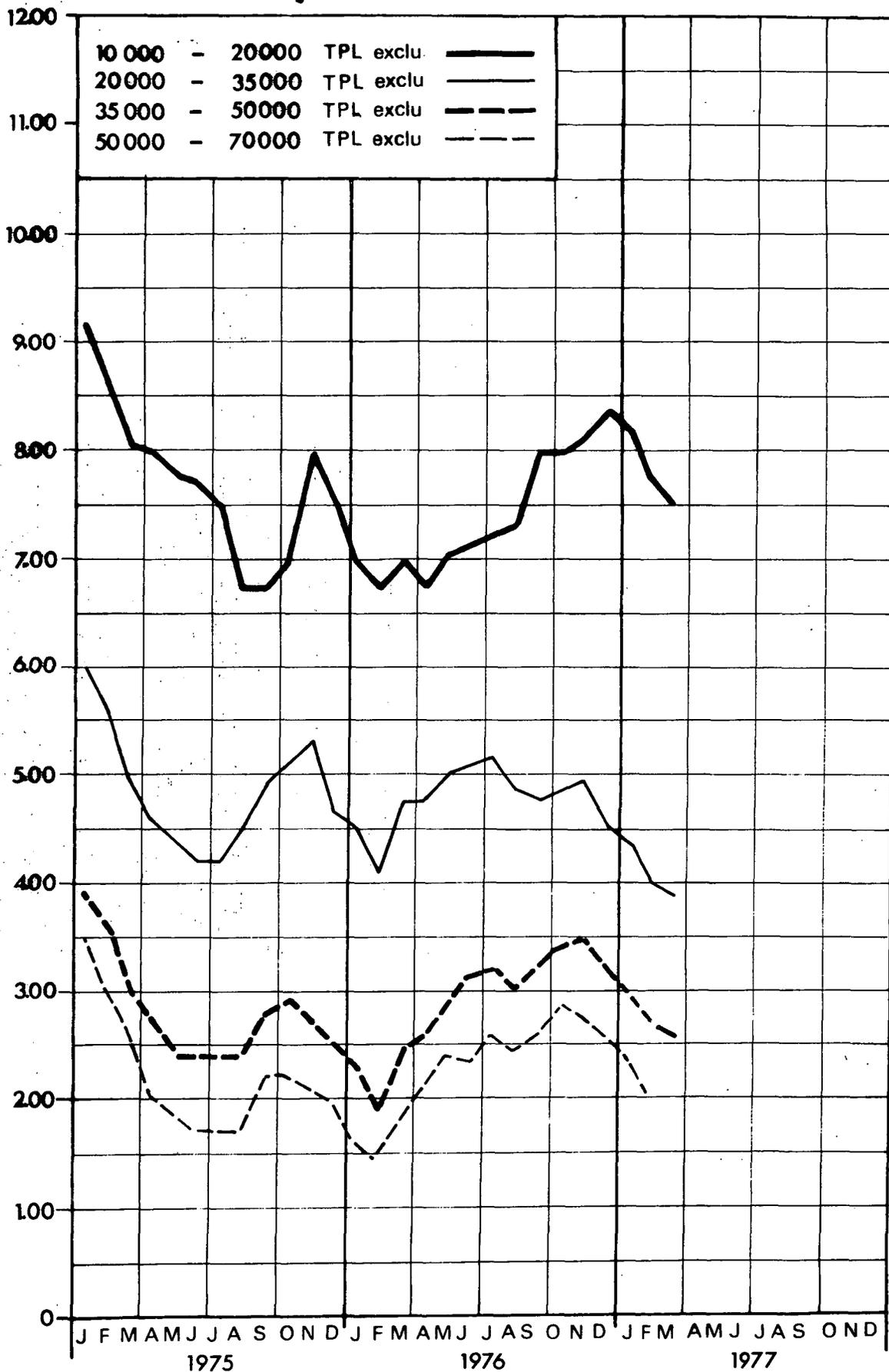
Prix de revient

centime /T x km

36,57 : 6.218 = 0,615

VARIATIONS DES TAUX D'AFFRETEMENT A UN AN
DE CARGOS DE DIFFERENTS TONNAGES

en ordonnées : /T.P.L./mois



Annexe n° 12

Transport du charbon ROTTERDAM - STRASBOURG

Pousseur de 4.000 CV.	13 M.F.
Barges B.30	1,65 M.F.
Distance Rotterdam Strasbourg	730 km

On comptera 122 heures pour la durée d'une rotation, y compris l'attente dans les ports, ce qui correspond à 57,5 voyages par an, soit un tonnage transporté de $4 \times 57,5 \times 1600 = 368\ 000$ tonnes (3 pousseurs seront nécessaires pour 1,1 m tonnes). L'unité de rotation est composée de 1 pousseur avec 12 barges.

<u>Frais annuels</u>	Pousseurs	Barges
en M.F.	M.F.	M.F.
Personnel (18 hommes)	1,2	
Entretien	0,65	0,5
Assurances	0,2	0,2
Amortissement et charges financières	1,5	2,3
	<hr/>	<hr/>
sous-total	3,5	3,0

.../...

Annexe n° 12 (suite)

<u>Frais variables</u>	Pousseurs	Barges
en M.F.	M.F.	M.F.
Carburant	2,1	
Opérations portuaires (déplacement des barges) 620 opérations à 2000		1,25
Divers	0,4	
	2,5	1,25
sous-total	2,5	1,25
total partiel	6	4,25
Frais généraux	1	0,7
	7	4,95
Total	7	4,95
TOTAL-GENERAL	11,95 arrondi à 12	

Prix moyen à la tonne

 $12 \times 10^6 : 368.000 \quad 32,4 \text{ F/T (15,5 DM)}$
Prix de revient technique

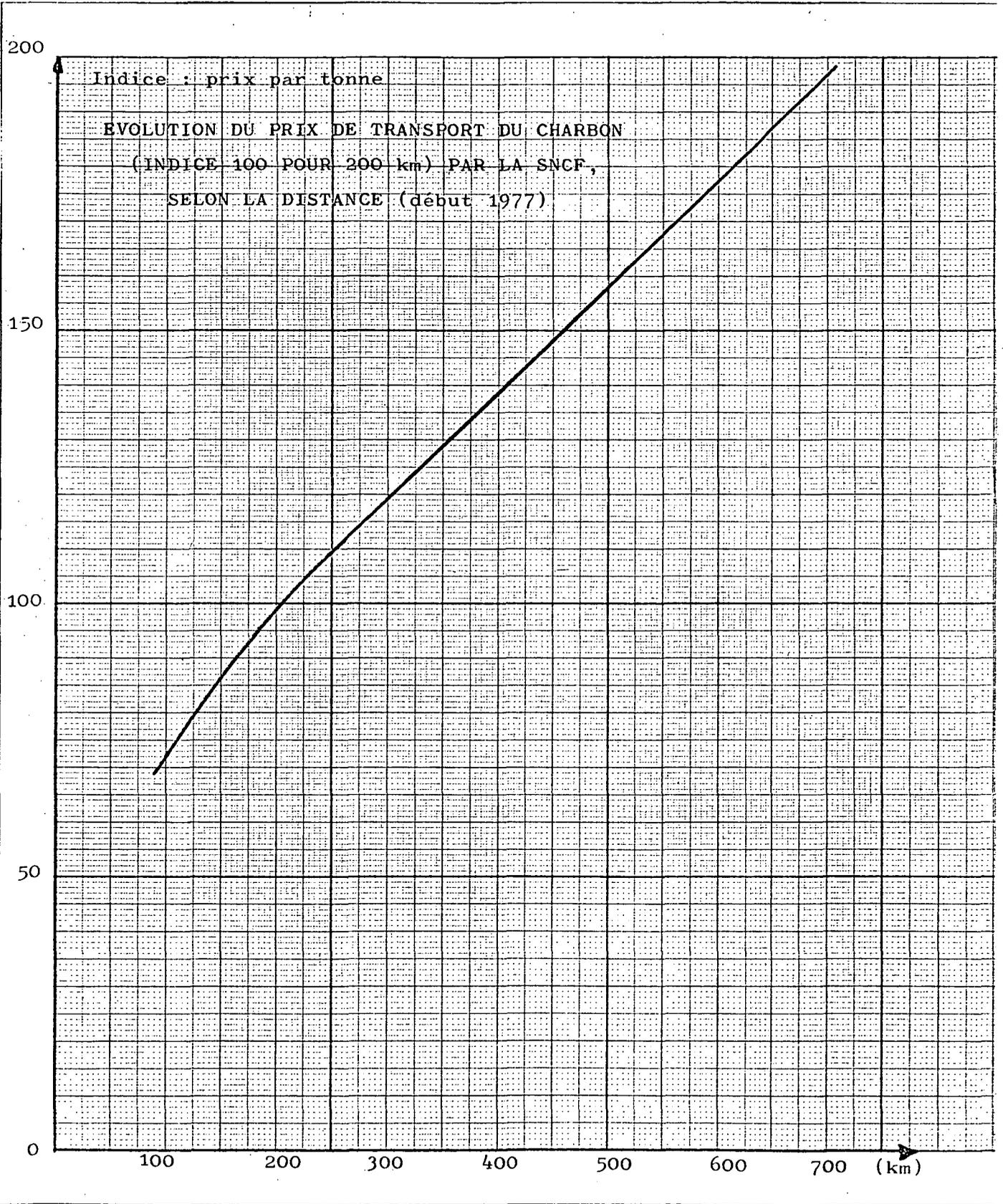
distance parcourue 730 km
coût c/T x km 4,4

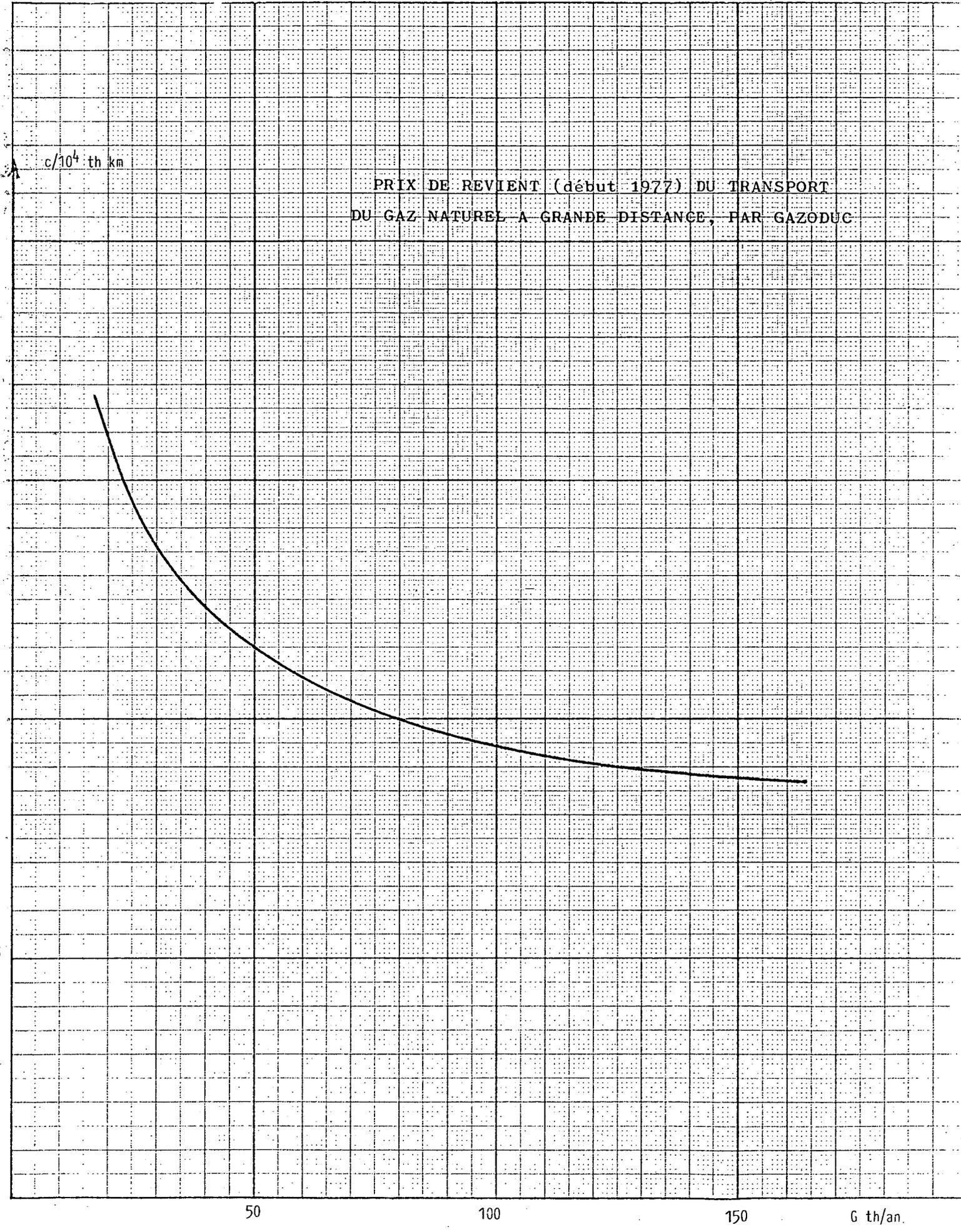
Ce calcul théorique ne tient pas compte du fret de retour. Une répartition raisonnable des coûts ci-dessous donnerait 25 % du coût global pour le transport aval de 300.000 tonnes de graviers à une distance moyenne de 650 km. Les coûts à la tonne du transport Rotterdam Strasbourg et du transport aval s'établissent alors comme suit :

		: Prix de revient technique c/T x km
Rotterdam Strasbourg		:
$12 \times 10^6 \times 0,75 : 368.000$	24,5	: 3,3
Transport aval		:
$12 \times 10^6 \times 0,25 : 300.000$	10	: 1,6

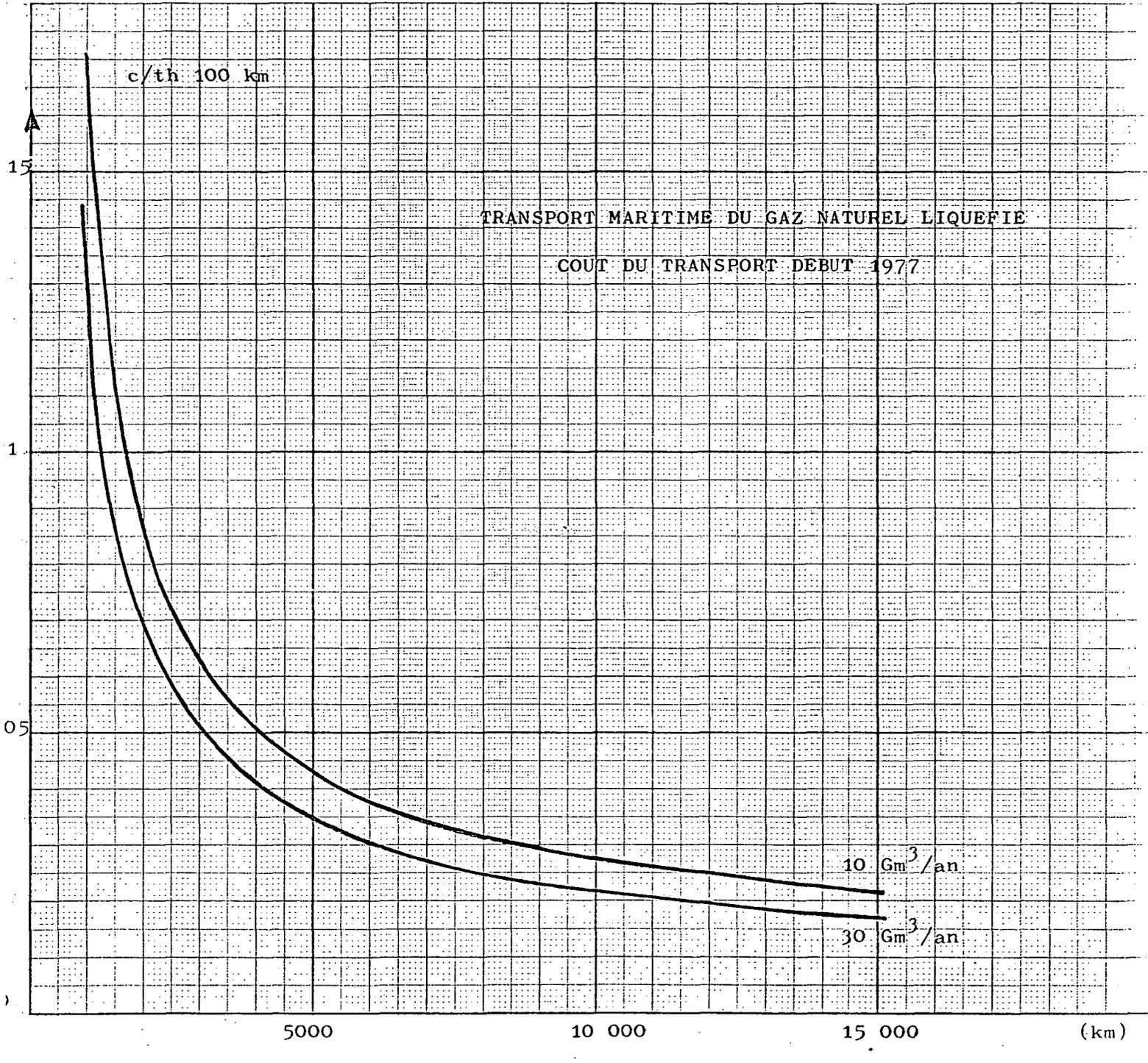
Récapitulation

Rotterdam Strasbourg		
sans transport aval	c/T x km	4,4
avec transport aval	c/T x km	3,3
Transport aval	c/T x km	1,6
Coût moyen		
$12 \times 10^6 \times 460 \text{ Mt/km}$	c/T x km	2,6





PRIX DE REVIENT (début 1977) DU TRANSPORT
DU GAZ NATUREL A GRANDE DISTANCE, PAR GAZODUC



TRANSPORT MARITIME DU GAZ NATUREL LIQUEFIE
COUT DU TRANSPORT DEBUT 1977

10 Gm³/an

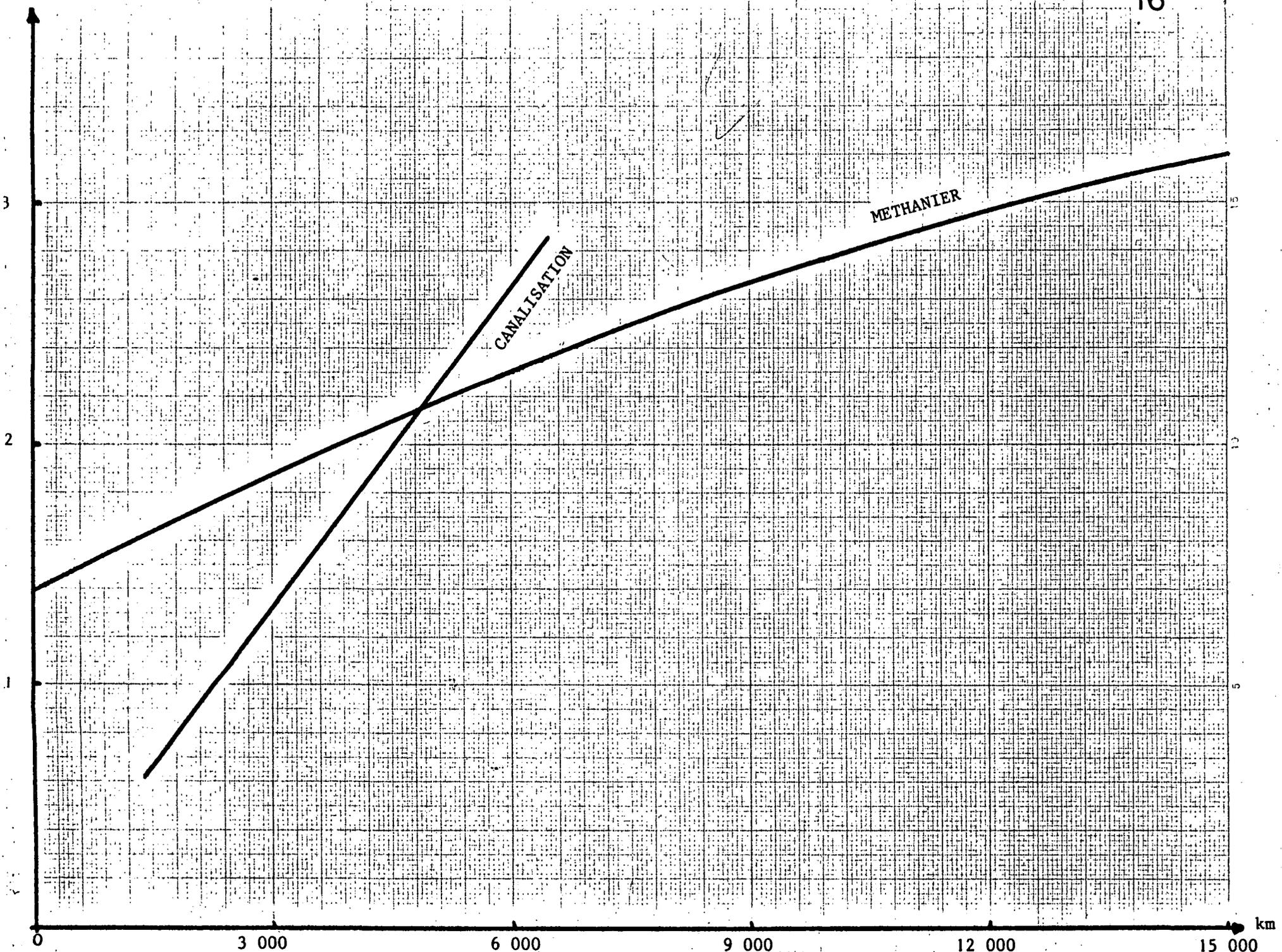
30 Gm³/an

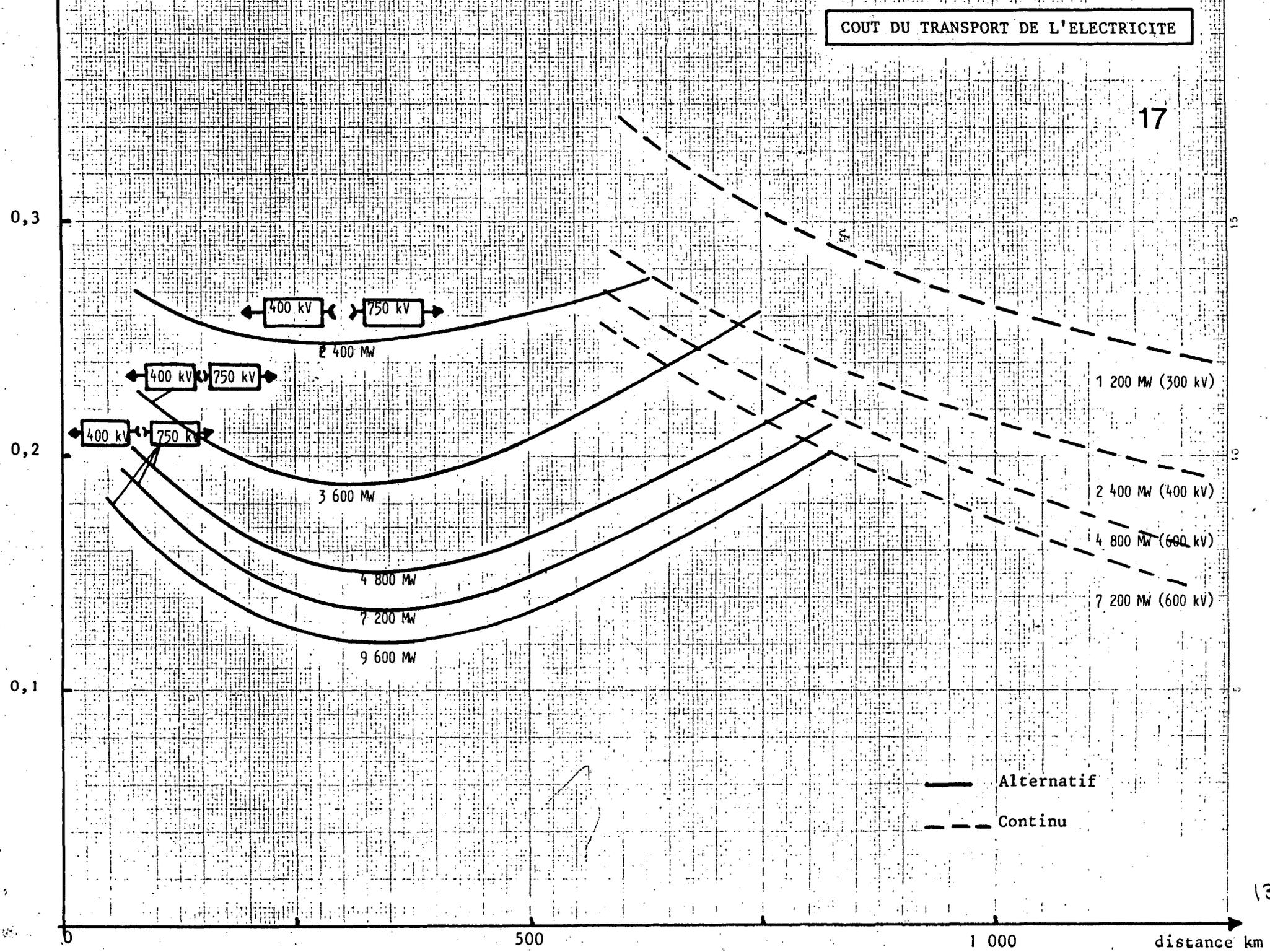
(km)

c/10⁴ th

COUT DU TRANSPORT DU GAZ NATUREL

16





COUT DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE :
EXEMPLES DE CALCUL
 (livraison sur un jeu de barres à 400 kV).

Premier exemple : 2 400 MW à transporter
 sur 200 km
 (critères de fonctionnement du réseau français *).

Deux solutions, A (en 400 kV) et B (en 750 kV)
 sont étudiées.

<u>A</u> (3 lignes de 4 x 570 mm ²)	:	<u>B</u> (3 lignes de 4 x 570 mm ²)
L (lignes) 335 MF → 33,5 MF/an	:	470 MF → 41,7 MF/an
P (postes) 46 MF → 4,6 MF/an	:	170 MF → 15,1 MF/an
P (pertes) (pertes Joule uniquement) 2,5 % de 1'én. transitée 43,2 MF/an	:	(40 % Joule 60 % Couronne) 27,8 MF/an 1,6 % de 1'én. transitée
e (entretien) (pour le calcul, voir la fiche annexe) 3,5 MF/an	:	7,0 MF/an
Total 84,8 MF/an	:	91,6 MF/an
Energie transportée 16,8 milliards de kWh	:	16 milliards de kWh
Coût (c/kWh 100 km) 0,252	:	0,273

* On accepte de perdre une des lignes de transport en permanence et une deuxième ligne pendant une durée n'excédant pas 20 minutes sans qu'il en résulte de conséquences au niveau de la qualité du transit d'énergie.

.../...

Deuxième exemple : 3 600 MW à transporter sur 100 km.

(400 kV) <u>A</u> (3 lignes de 4 x 570mm ²)		:(750 kV) <u>B</u> (3 lignes de 4x570mm ²)		
L	159 MF	15,9 MF/an	196 MF	19,6 MF/an
P	55 MF	5,5 MF/an	171 MF	17,1 MF/an
P (pertes Joule uniquement)	1 % de l'én. transitée	32,1 MF/an	(50 % Joule 50 % Couronne) 0,5 % de l'én. transitée	15,9 MF/an
e		2,5 MF/an		5,9 MF/an
Total		56,0 MF/an		58,5 MF/an
Energie transportée	25,2 milliards de kWh		25,2 milliards de kWh	
Coût (c/kWh 100 km)		<u>0,222</u>		<u>0,232</u>

.../...

Quatrième exemple : 9 600 MW à transporter sur 400 km.

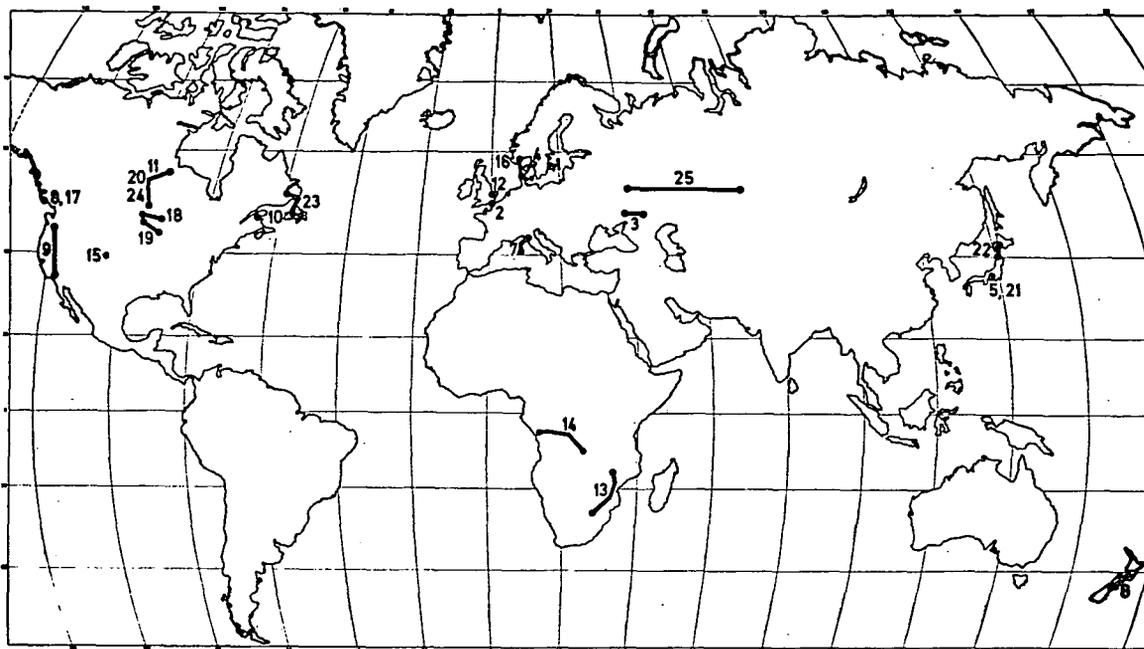
(400 kV) <u>A</u> (10 lignes de 4 x 570 mm ²)		(750 kV) <u>B</u> (4 lignes de 4 x 570 mm ²)		
L	2 120 MF	212 MF/an	1 230 MF	98 MF/an
P	330 MF	33 MF/an	800 MF	80 MF/an
P (pertes Joule uniquement)	4,8 % de l'én. transitée	340 MF/an	(2/3 Joule 1/3 Couronne) 1,8 % de l'én. transitée	130 MF/an
e		25 MF/an		25 MF/an
Total		610 MF/an		333 MF/an
Energie transportée	67,2 milliards de kWh		67,2 milliards de kWh	
Coût (c/kWh 100 km)		<u>0,228</u>		<u>0,124</u>

Troisième exemple : 3 600 MW à transporter sur 400 km.

(400 kV) <u>A</u> (3 lignes de 4 x 570mm ²)		(750 kV) <u>B</u> (3 lignes de 4 x 570mm ²)	
L	710 MF 71 MF/an	780 MF 78,0 MF/an	
P	500 MF 50 MF/an	360 MF 36,0 MF/an	
P (pertes Joule uniquement) 4,8 % de l'én. transitée	139 MF/an	(50 % Joule 50 % Couronne) 64,0 MF/an 2,3 % de l'én. transitée	
e	17,5 MF/an	16,0 MF/an	
Total	277,5 MF/an	194,0 MF/an	
Energie transportée	25,2 milliards de kWh	25,2 milliards de kWh	
Coût (c/kWh 100 km)	<u>0,277</u>	<u>0,192</u>	

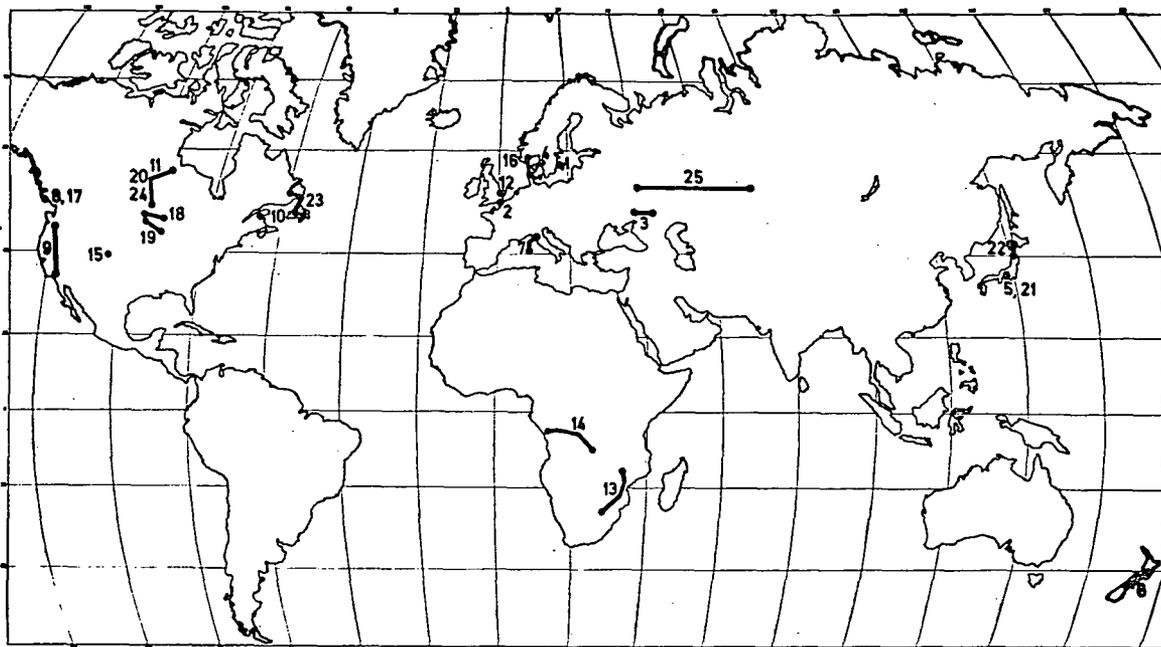
.../...

RESEAU A HAUTE TENSION CONTINUE



No.	Réseau à haute tension continue	Distance de transport (km)			Type de valves	Tension nominale (kV)	Puissance nominale (MW)	Mise en service	
		Ligne aérienne	Câble souterrain	Total					
en service	1	0	96	96	Merc/Thy	100+150	20+30	1954/70	
	2	0	7+50+8	65	Merc	+ 100	160	1961	
	3	470	0	470	Merc	+ 400	720	1962-65	
	4	55+40	25+60	180	Merc	250	250	1965	
	5			0	Merc	2x125	300	1965	
	6	535+35	39	609	Merc	+ 250	600	1965	
	7	86+156+50	16+105	413	Merc	200	200	1967	
	8		total 41	total 33	74	Merc	260	312	1968/69
	9		1362	0	1362	Merc	+ 400	1440	1970
	10				0	Thy	2 x 80	320	1972
en construction ou en commande	11a	895	0	895	Merc	+ 300	1080	1973	
	12	0	60+22	82	Merc	+ 266	640	1975	
	13	1414	0	1414	Thy	+ 266 + 400 + 533	960 1440 1920	1975 1977 1979	
	14	1700	0	1700	Thy	+ 500	560	1976	
	15			0	Thy	2 x 25	100	1976	
	16	20+80	130	230	Thy	+ 250	500	1976/77	
	17		total 41	total 33	74	Thy	+ 300	225+450	1976/ ?
	11b	-	-	-	Merc	+ 450	+ 1620	1976	
	18	734	0	734	Thy	+ 250	500	1977	
	19	660	0	660	Thy	+ 400	1000	1978	
actuellement étudié	20	895	0	895	Thy	+ 250 + 500	500 1800	1978 1981/82	
	21			0	Thy	2x125	300	1977	
	22		total 150	45	195	Thy	125 + 250	150 + 600	?
	23	750/1060	20	770/1080	Thy	+ 400	800 + 1200 + 1600	1980 1983 1985	
	24	900	0	900	Thy	+ 500	1800	1983-85	
25	2400	0	2400	?	+ 750	6000	?		

RESEAU A HAUTE TENSION CONTINUE



No	Réseau à haute tension continue	Distance de transport (km)			Type de valves	Tension nominale (kV)	Puissance nominale (MW)	Mise en service		
		Ligne aérienne	Câble souterrain	Total						
en service	1	Gotland Suède	0	96	96	Merc/Thy	100-150	20-30	1954/70	
	2	(Royaume-Uni - France)	0	7+50+8	65	Merc	+ 100	160	1961	
	3	Volgograd-Donbass (URSS)	470	0	470	Merc	+ 400	720	1962-65	
	4	Kontí-Skan (Danemark - Suède)	55+40	25+60	180	Merc	250	250	1965	
	5	Sakuma I (Japon)			0	Merc	2x125	300	1965	
	6	Nouvelle-Zélande	535+35	39	609	Merc	+ 250	600	1965	
	7	Sardaigne (Italie)	86+156+50	16+105	413	Merc	200	200	1967	
	8	Vancouver (Canada)	total 41	total 33	74	Merc	260	312	1968/69	
	9	Pacific Intertie (USA)	1362	0	1362	Merc	+ 400	1440	1970	
	10	Eel River (Canada)			0	Thy	2 x 80	320	1972	
	en construction ou en commande	11a	Nelson River, Bipol 1 (Canada)	895	0	895	Merc	+ 300	1080	1973
12		Kingsnorth (Royaume-Uni)	0	60+22	82	Merc	+ 266	640	1975	
13		Cabora Bassa (Mozambique - Afrique du Sud)	1414	0	1414	Thy	+ 266 + 400 + 533	960 1440 1920	1975 1977 1979	
14		Inga-Shaba (Zaïre)	1700	0	1700	Thy	+ 500	560	1976	
15		Stegall			0	Thy	2 x 25	100	1976	
16		Skagerak (Norvège - Danemark)	20+80	130	230	Thy	+ 250	500	1976/77	
17		Vancouver (Canada)	total 41	total 33	74	Thy	+ 300	225-450	1976/ ?	
11b		Nelson River, Bipol 1 (Canada)	-	-	-	Merc	+ 450	+ 1620	1976	
18		Square Butte (USA)	734	0	734	Thy	+ 250	500	1977	
19		Underwood-Minneapolis (USA)	660	0	660	Thy	+ 400	1000	1978	
20		Nelson River, Bipol 2 (Canada)	895	0	895	Thy	+ 250 + 500	900 1800	1978 1981/82	
activement étudié		21	Shin Shinano (Japon)			0	Thy	2x125	300	1977
		22	Hokkaido-Bonshu (Japon)	total 150	45	195	Thy	125 + 250	150 600	?
		23	Gull Island (Canada)	750/1060	20	770/1080	Thy	+ 400	800 1200 1600	1980 1983 1985
	24	Nelson River, Bipol 3 (Canada)	900	0	900	Thy	+ 500	1800	1983-85	
	25	Ekitabastus-Centre (URSS)	2400	0	2400	?	+ 750	6000	?	

