

PIPELINE DE L'ILE DE FRANCE mise en service : fin 66

Canalisations : du HAVRE à GRANDPUITS

Longueur : 251 km

Diamètre : 20 pouces

Capacité : 4,5 Mt/an à l'origine, 11,5 Mt à fin 1976

Société exploitante : ELF

Ce pipeline dessert 3 raffineries (VERNON, GARGENVILLE, GRANDPUITS) + Pipeline de produits semi-finis.

en Mt	RAFFINERIE VERNON	RAFFINERIE GARGENVILLE	RAFFINERIE GRANDPUITS	Σ
1966			0,2	0,2
1967			2,0	2,0
1968		0,7	2,4	3,1
1969	0,6	2,2	2,3	5,1
1970	3,1	2,6	2,7	8,4
1971	3,0	3,4	2,3	8,7
1972	3,2	3,9	2,7	9,8
1973	3,3	5,0	3,0	11,3
1974	2,9	4,6	3,1	10,6
1975	2,8	4,0	2,8	9,6
1976		4,8	3,1	7,9

Source : CPDP.

./...

PIPELINE PORT-JEROME/VERON
mise en service : 76

Canalisations : de PORT-JEROME à VERNON, alimente la raffinerie de VERNON + pipeline mixte gas oil

Capacité : 16 Mt/an

Diamètre : 32 pouces

Longueur : 87 km

en Mt	RAFFINERIE VERNON
1976	3,2

Source : CPDP

PIPELINE LE HAVRE-VALENCIENNES

Canalisations : LE HAVRE-VALENCIENNES (OTAN avant mise en service).

Diamètre : 12 3/4 pouces

Longueur : 286 km

5 stations

Débit possible : 3,5 Mt/an

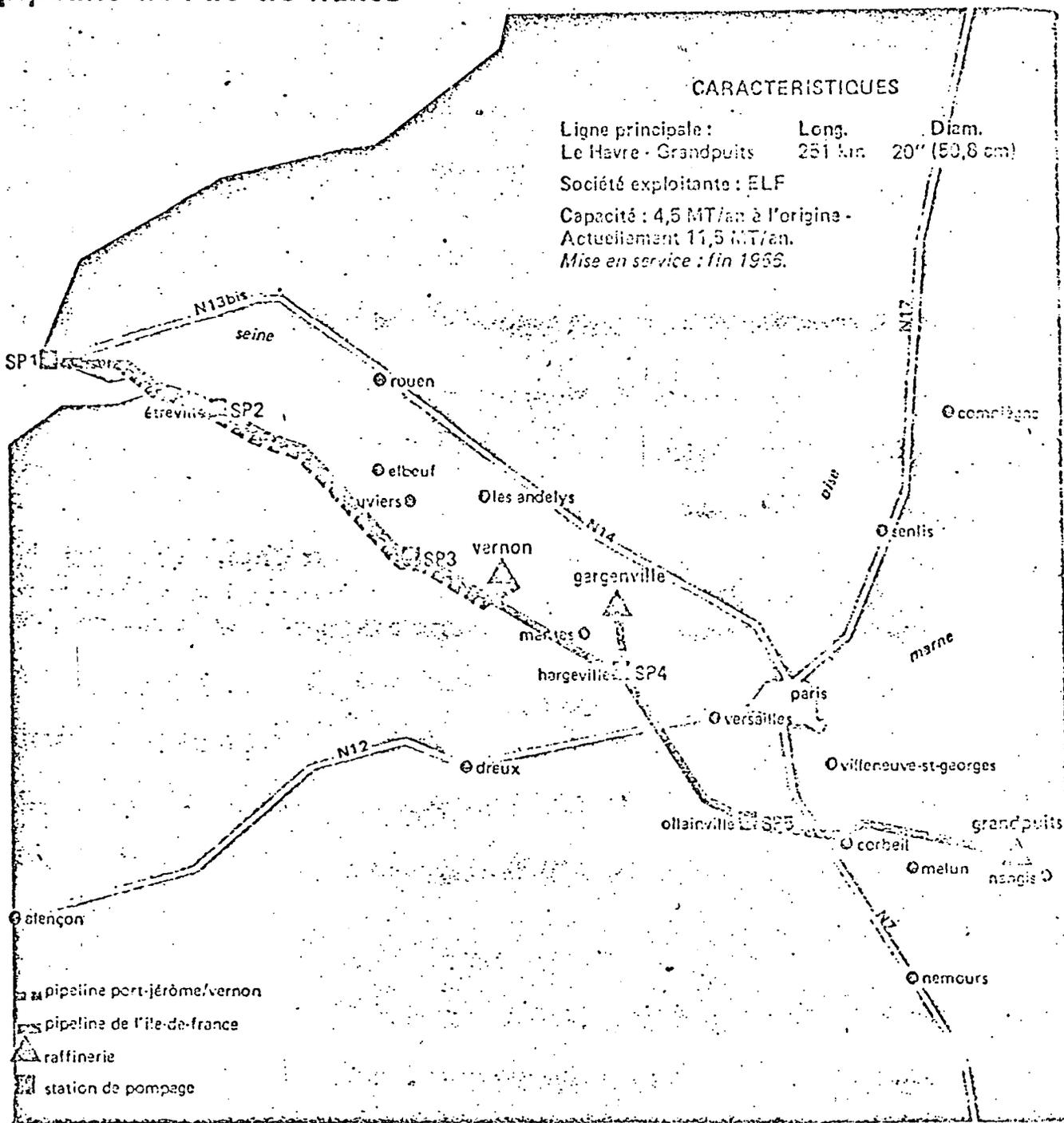
1976 : 2,7 Mt.

./...

pipeline de l'île-de-france

CARACTERISTIQUES

Ligne principale : Long. Diam.
Le Havre - Grandpuits 251 km 20" (50,8 cm)
Société exploitante : ELF
Capacité : 4,5 MT/an à l'origine -
Actuellement 11,5 MT/an.
Mise en service : fin 1956.



- pipeline port-jérôme/vernon
- ▬ pipeline de l'île-de-france
- ▲ raffinerie
- station de pompage

PIPELINE SUD EUROPEEN
Mise en service décembre 1966

CANALISATIONS	SOCIETES	ANNEE DE MISE EN SERVICE	DIAMETRE (pouces)	LONGUEUR km	NOMBRE DE STATIONS	RENT. POSSIBLE MT/an
A - Lavera - Strasbourg Karsbrak	SPLSE	Déc. 1962	34	758 + 24	10	25
B - Fos - Feyzin	SPLSE	1971	24	260	2	8
C - Fos - Strasbourg	SPLSE	1971/1972	40	714	7	32
Antenne St Quentin - Fallaner - Feyzin	ELF	1964	16 et 10	26	7	7 et 3
Antenne Gennes - Cressier	S.FSE DU PIPE JURA	1966	16 et 10	55 + 33	1	2,5/5
Antenne Oberkoffen - Vollelmgen	S. OLEODUC DE SARE	1967	16	105	1	2,6
Antenne Oberhoffen - Hauconcourt	SPLRL	1970	18	142	1	
Antenne folling - Carling	SCC	1976	16	16	0	1,5

Il assure la desserte de onze raffineries

TERMINAUX :

- Lyon (Raffinerie Feyzin) France
- Besançon (Raffinerie Neuchâtel Cressier) Suisse
- Strasbourg (Raffineries de Reichstett et de Herrbohem) France
- Oberhoffen → pipes étrangers (Raffinerie Saarland - Vollelmgen) RFA
- Raffinerie d'Hauconcourt) France
- Noiltle → pipes étrangers (Raffinerie Erdol - Raffinerie Mannheim) RFA
- pipes étrangers (Raffinerie Elle Münerratol Spire) RFA
- Kanshucke → pipes étrangers (Raffinerie ESSO Kaslmk Knileger) RFA
- Raffinerie OMW Kaslwh - Innlegas RFA

SOCIETES ACTIONNAIRES SPLSE (Société du Pipe Line Sud-Européen)

Antar - pétroles de l'Atlantique	3,53 %	} $\Sigma = 28,96 \%$
Compagnie des Pétroles	7,39 %	
Compagnie française de raffinerie	7,39 %	
Groupe ELF	10,65 %	
Alsteigsellschaft	4 %	
Exxon Corporation	22 %	
Gebensbery Alstreigesellocheft	3,17 %	} = 4,98 %
Mobil oil Ag intenkland	3,60 %	
Mobil oil française	1,38 %	
Petrofina SA	0,89 %	} = 20,32 %
Shell française	10,16 %	
Shell petroleum NN	10,16 %	} = 7,84 %
Société française des pétroles BP	3,50 %	
The buth petroleum compey limited	4,28 %	
Windeshalle Alihergsellechift	4,28 %	

PIPELINE DONGES - VERN-SUR-SEICHE

(mise en service : juin 1965)

Canalisations : de DONGES à VERN-SUR-SEICHE : 93 km

Diamètre : 32,4 cm (12,5 pouces)

Débit moyen : 330 m³/heure

Société exploitante : ANTAR P.A.

Source : CPDP

	Raffinerie VERN-SUR-SEICHE
1965	0,4
1966	1,1
1967	1,2
1968	1,2
1969	1,5
1970	1,4
1971	1,3
1972	1,2
1973	1,3
1974	1,1
1975	1,1
1976	1,1

PIPELINE PARENTIS-BEC D'AMBES

(mise en service : Nov. 1960 puis)

Canalisations : ligne principale PARENTIS - Raffinerie
ESSO - BEC D'AMBES : 94 km + 4 km

Diamètre : 30 cm et 40 cm (12 pouces et 15 pouces)

Bretelles : CAZAUX : pipeline principal : nov. 1960
19 km, 25 cm

LAVERGNE-BERGAITON : 48,5 km, 15 cm

alimente deux raffineries : BORDEAUX et AMBES.

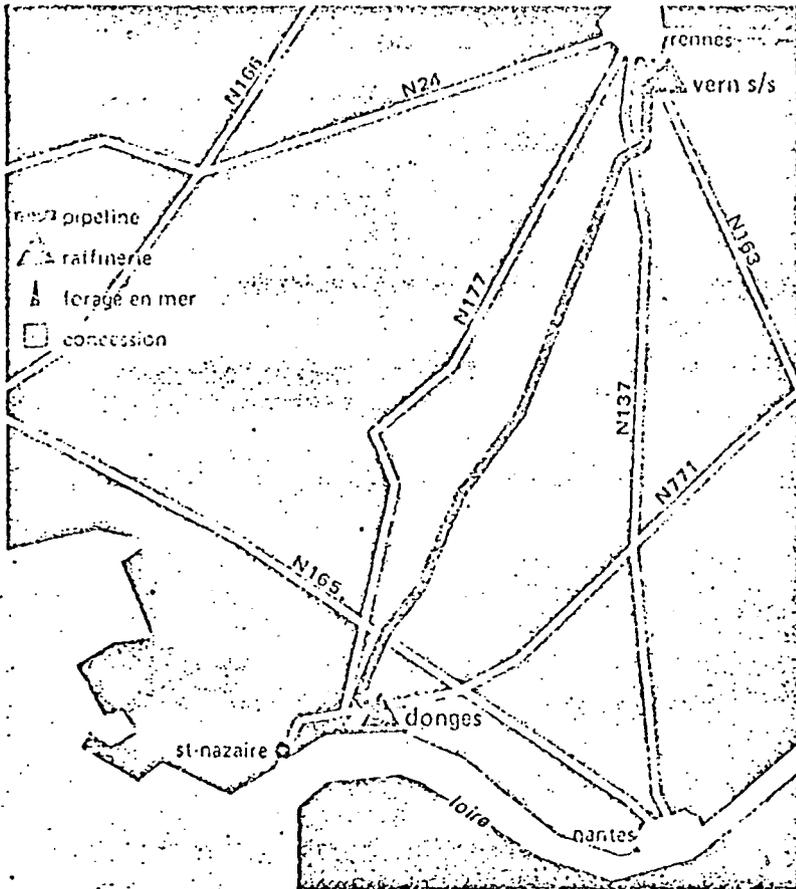
./...

	Raffinerie de BORDEAUX et AMBES
1961	1,5
1962	1,7
1963	1,9
1964	2,2
1965	2,3
1966	2,3
1967	2,3
1968	2,2
1969	2,1
1970	1,9
1971	1,5
1972	1,1
1973	0,9
1974	0,7
1975	0,6
1976	0,6

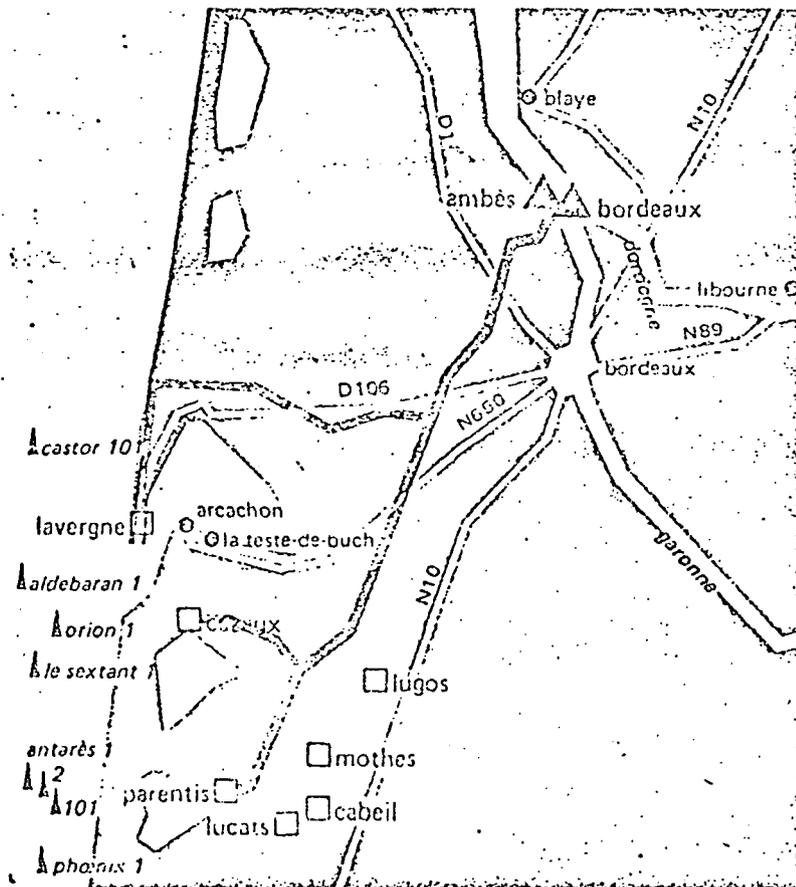
Source : CPDP

./...

pipeline de brut d'onges - vern-sur-seiche



pipeline parentis - bec d'ambès



b - Le transport du pétrole raffiné

L'approche de ce problème est difficile. Il existe cinq grands types de transport du pétrole raffiné : pipelines et canalisations directes, caboteurs, chalands, wagons et camions. L'usage d'un mode de transport plutôt que d'un autre dépend d'un grand nombre de variables ; citons-en quelques unes : proximité géographique des centres de consommation, existence ou non de voies d'eau, utilisation de pipelines civils et parfois militaires, quantités, caractéristiques des produits, tout ceci se traduisant par des coûts spécifiques favorisant un mode plutôt qu'un autre.

La notion de transport elle-même n'est pas claire. Une tonne de pétrole peut être transportée plusieurs fois. Du brut peut par exemple être importé à BORDEAUX. Une fois raffiné, il repart vers LA ROCHELLE par cabotage c'est-à-dire vers un autre point national d'importation, puis ce pétrole peut être distribué par camions ou par wagons jusqu'à des dépôts où il est acheminé sur la clientèle par camions.

Nous utiliserons un certain nombre de simplifications. Nous ne tiendrons pas compte dans nos statistiques des livraisons des dépôts de l'intérieur sur la clientèle ce qui représente 36 Mt entièrement acheminés par camions. En revanche, seront comptabilisées les livraisons raffineries-clientèle par camions. Les statistiques pour la route ne seront donc pas complètes en tonnages plus qu'en T/km mais le nombre de modes de transport et donc les doublons seront réduits.

Nous essayerons à chaque fois pour chaque mode de transport d'expliquer sa prépondérance sur un autre et l'évolution des tonnages constatée.

Il convient aussi de noter les quelques 700 000 t de produits raffinés tirés du gaz naturel français qui s'ajoute aux 104 Mt provenant du brut extérieur ou intérieur.

c - Le transport par pipelines et canalisations directes

Il représentait en 1976 : 35,1 Mt soit 33,9 % du total. Cet ensemble se décomposait en deux : 19,7 Mt pour les pipelines (en général sur grande distance) et 15,4 Mt pour les canalisations directes (courte distance, produits parfois spécifiques, moindre taille). Le premier pipeline de produits finis date en France de 1953.

Depuis lors, sa part dans l'ensemble des transports de produits raffinés n'a cessé de croître. Il représentait 23,6 % des transports en 1969 et 33,9 % en 1976, année où pour la première fois il occupe le premier rang devant la route.

./...

Mt

	Pipeline	Canalisations diverses
1953	0,3	
1954	0,6	
1955	1,0	
1956	1,3	
1957	1,2	
1958	1,5	
1959	1,6	
1960	1,8	
1961	2,0	
1962	2,4	
1963	3,2	
1964	4,0	
1965	4,8	
1966	5,5	
1967	6,5	
1968	7,8	
1969	10,2	7,2
1970	13,6	9,9
1971	14,2	11,5
1972	15,4	14,0
1973	20,5	15,1
1974	18,3	15,5
1975	17,1	13,7
1976	19,7	15,4

Source : CPDP

Les pipelines et canalisations directes présentent certaines caractéristiques particulières. Il faut que le marché qu'ils alimentent soit important en raison des économies d'échelle considérables qui existent en la matière (cf. transport du pétrole brut - p. 6). Les fluctuations saisonnières de la consommation ont pour conséquence de limiter le débit d'un pipeline de produits finis à 60-70 % de sa capacité théorique. Les pipelines de produits finis servent enfin au transport de nombreux produits pétroliers aux caractéristiques très différentes. Ce mode de transport favorise plutôt les produits blancs (41,3 % du total) surtout sur grande distance : 133,7 % pour les pipelines contre 7,6 % pour les canalisations directes. En revanche, les produits noirs (fuels oils) qui représentent 30,5 % du total sont surtout transportés sur courte distance (18,4 % pour les C.D. et 12,1 % pour les p.i.). En effet, le fuel lourd doit être réchauffé à 90° pour pouvoir circuler ce qui en limite l'usage à l'alimentation de grosses centrales thermiques à proximité des raffineries.

Il existe deux réseaux principaux de produits finis que l'on peut mettre en parallèle avec ceux des produits finis.

Le réseau de la TRAPIL représente 1 165 km. Il a transporté en 1976 16,4 Mt de produits pétroliers. Trois lignes principales : LE HAVRE-PARIS ont été mises en service progressivement en 1953, 1961 et 1964. Depuis lors, on s'est attaché à créer des antennes pour alimenter les régions de ROUEN (1967), CAEN (1972), ORLEANS (1972 et MAY-SUR-ORNE (1972). Le trafic en t/km a eu tendance à augmenter du fait de l'extension du réseau. La desserte de la Normandie, de l'Île de France et de l'Orléanais est désormais assuré par pipeline à partir des raffineries de la Basse Seine et de la Région Parisienne. C'est ainsi que cette dernière était pour 71,4 % alimentée en produits finis par le réseau TRAPIL.

Le pipeline Méditerranée-Rhône a une longueur totale de 603 km. Il date de 1968 et n'a subi depuis lors que peu de modifications. Il a transporté en 1976 : 5,9 Mt de produits raffinés dont 1 Mt pour la Suisse. Il assure la desserte en produits pétroliers des régions lyonnaise et grenobloise à partir des raffineries marseillaise et de Feyzin. Mais son importance est moindre. L'ensemble des produits raffinés dans cette région est plus de 7 fois supérieurs à son trafic.

Les sociétés pétrolières peuvent également sous certaines conditions, utiliser le pipeline militaire DMM (DONGES-MELUN-METZ) et le réseau de pipeline de l'OTAN entre MARSEILLE et STRASBOURG (soit en tout 2 à 3 Mt par an).

Enfin, il convient de signaler l'importance croissante des canalisations directes qui transportent à elles seules 14,9 % du total des produits raffinés. Elles alimentent de très gros consommateurs comme EDF et sont souvent exploitées par une seule société, sur courtes distances.

./...

TRAPIL

Caractéristiques principales

Le réseau trapil a été créé en 1953. Sa capacité a été renforcée par la création d'autres lignes en 1961, 1964, 1966, 1969 et 1975. De plus de nombreuses antennes se rattachent à ce réseau dont la longueur totale est de 1 165 km.

Les sociétés actionnaires sont :

ETAT FRANCAIS	29,18 %)
CAISSE DES DEPOTS	6,12 % (ξ = 40,94 %
PORT DU HAVRE	5,64 %)
CFR	10,11 %
TOTAL CFD	10 %
SHELL FRANCAISE	10 %
ESSO SAF	7,99 %
ELF FRANCE	6,78 %
MOBIL OIL FRANCAISE	3,93 %
SFP "BP"	3,66 %
ANTAR PA	2,88 %
FINA FRANCE	1,29 %
AUTRES	2,42 %

Le réseau comprend les lignes suivantes

	MISE EN SERVICE	DIAMETRE (pouces)	LONGUEUR	DEBIT POSSIBLE M ³ /H
A Le Havre-Gennevilliers-Grigny	1953	10	235	450
B Goufreville - Saint-Quen	1961	12	184	800
C Le Havre Gennevilliers	1964-1975	20	193	2 100
D Grandpuits-Grigny	1966	12	45	600
E Vernon-Gargenville-Orly	1969	20	125	2 100

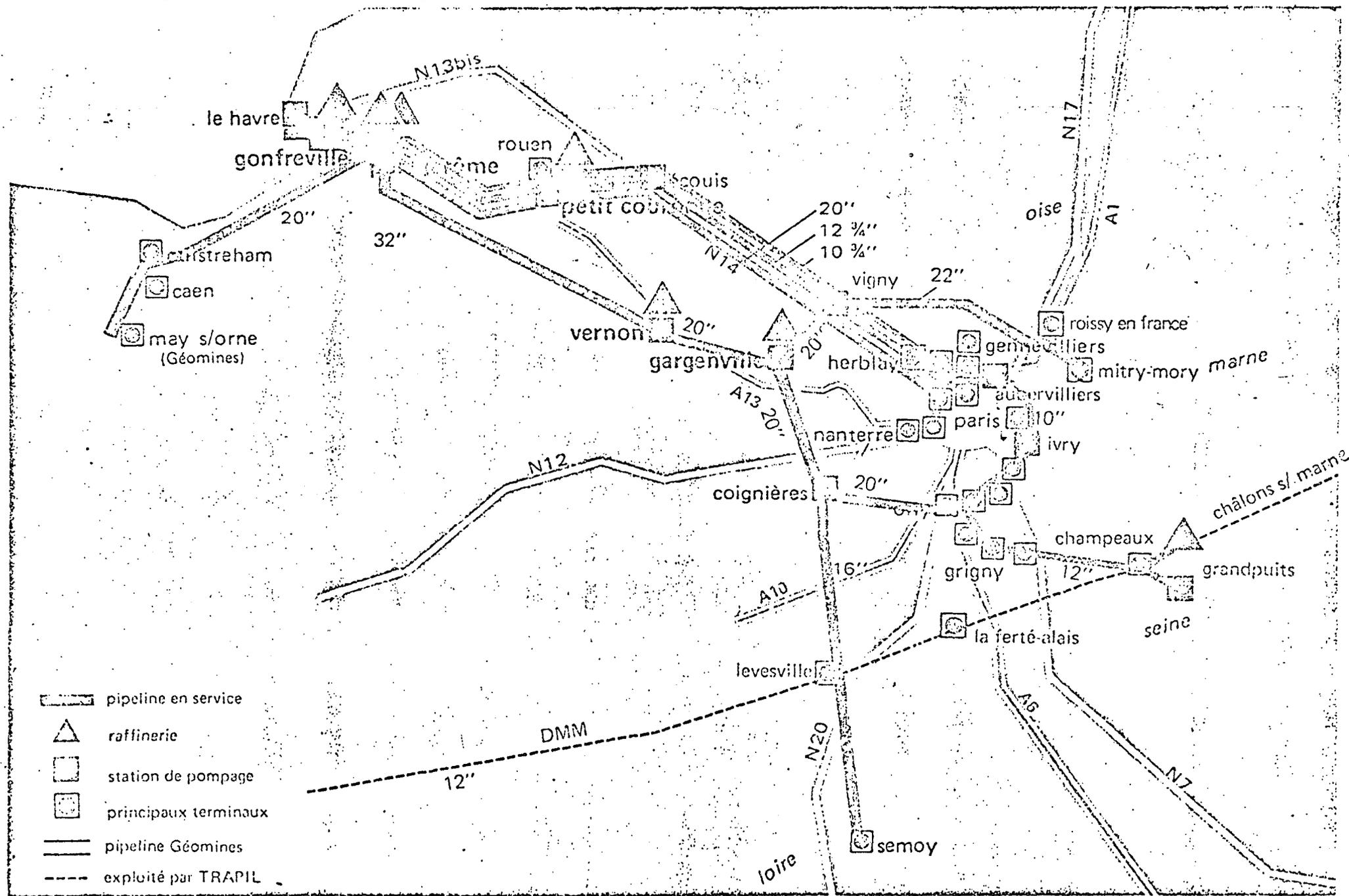
+ les liaisons et antennes suivantes

- Liaison gargenville-Vigny (68,20", 20 km, 2 100 m³/h), Antenne (gennevilliers-Nanterre (10 km 53)
- Antenne Petit-Couronne-Rouen (67,8 km), Antenne Villeneuve Le Roi Orly (4,64 km)
- Antenne Port Jérôme Caen (72,20", 84 km, 1250 m³/h), Antenne Vigny Mitry Mory (73,22"
- Antenne Prot Jérôme Vernon (74,32", 87 km, 2 100 m³/h essentiellement en brut.

Le réseau est équipé de 26 stations de pompage
Il est relié à 7 raffineries, 37 terminaux et 54 dépôts.

TRAFIC TRAPIL SUR LES DIFFERENTES REGIONS en Tonnes * (produits confondus)						TOTAL	TRAFIC EN t/km DU COMPLEXE TRAPIL	
REGION DE PARIS	REGION DE ROUEN	REGION DE CAEN	REGION D'ORLEANS	REGION MAY/CISE		ANNNEES	t/km dans les deux sens	
1953	0,3				0,3			
1954	0,6				0,6			
1955	1				1			
1956	1,3				1,3			
1957	1,2				1,2			
1958	1,5				1,5			
1959	1,6				1,6			
1960	1,8				1,8			
1961	2				2			
1962	2,4				2,4			
1963	3,2				3,2			
1964	4				4			
1965	4,8				4,8	1965	820	
1966	5,5				5,5	1966	953	
1967	6,2	0,1			6,5	1967	1 057	
1968	6,7	0,7			7,6	1968	1 176	
1969	7	0,6			7,9	1969	1 206	
1970	8,7	0,7			9,5	1970	1 392	
1971	9,2	0,8			10,2	1971	1 599	
1972	10,1	0,8	0,4	0,1	1,3	1972	2 014	
1973	11,2	0,9	0,9	0,7	2,3	1973	3 149	
1974	9,4	0,9	1	0,9	2	1974	2 366	
1975	9,9	0,7	1	0,9	0,4	1975	2 244	
1976						1976		

réseau des pipelines le havre - paris



L'antenne TRAPIL de Caen est reliée au pipeline desservant le stockage souterrain de Géomines.

MEDITERRANEE-RHONE

Caractéristiques principales

Le réseau Méditerranée-Rhône a été créé en 1968. L'ensemble du réseau acte mis en service à cette date la longueur totale du réseau est de 603 km.

Les sociétés actionnaires sont

CFR	21 %	ANTAR	5,40 %
ESSO SAF	14,2 %	TRAPIL	5 %
FILET BP	12,2 %	MOBIL OIL FR	3 %
SHELL FR	16,2 %	PETRO FRANCE	1,55 %
TOTAL CFD	10 %	FINA FRANCE	1,50 %
ELF FRANCE	8,7 %	THEVENIN & DUCROT	0,8 %
		ROPETROL	0,55 %

Le réseau comprend les lignes suivantes

	MISE EN SERVICE	DIAMETRE (pouces)	LONGUEUR	DEBIT POSSIBLE MT/an
. Collecteur la Midi Fos	1968	16	22,8	
. Collecteur Feyzin-villette de Vienne	1968	12	14,1	4,5
. Branche Fos-Villette de Vienne	1968	16	283,6	6
. Branche Villette de Front Suisse	1968	12	254,6	3
. Branche Villette de Vienne-Lyon	1968	10	28,1	2

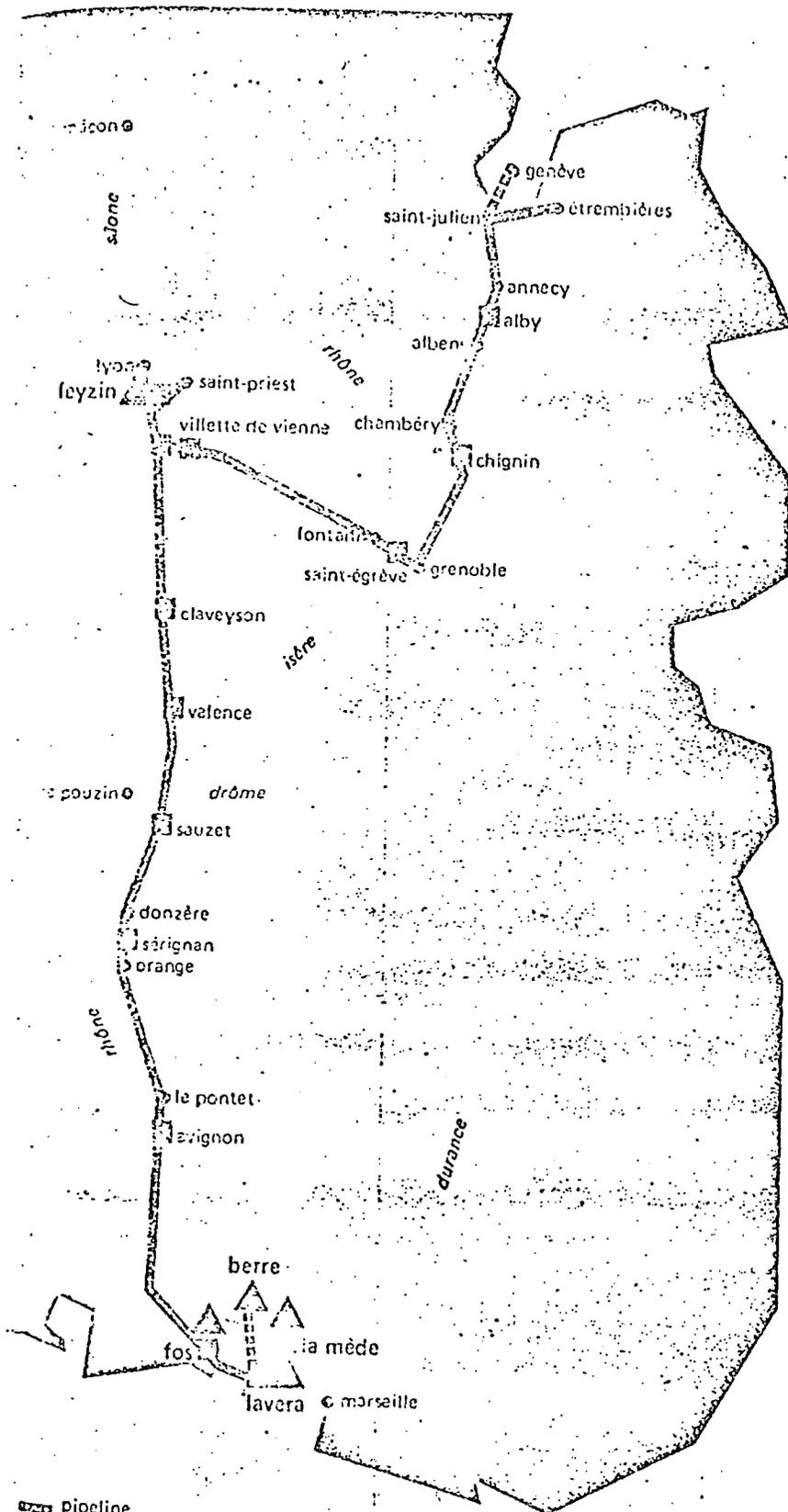
Le réseau est équipé de 145 stations de pompage
Il est relevé à 5 raffineries, 16 terminaux et 34 dépôts.

...

TRAFIC MEDITERRANEE RHONE SUR LES DIFFERENTES REGIONS

	FRANCE	SUISSE	TRAFIC GENERAL	t/km
1968	0,2	-	0,2	0.042
1969	2,6	-	2,6	767
1970	3,8	-	3,8	1 103
1971	4,2	-	4,2	1 198
1972	4,3	0,7	5,0	1 530
1973	5,1	1,0	6,1	1 954
1974	4,5	0,9	5,4	1 770
1975	4,7	0,9	5,6	1 774
1976	4,9	1,0	5,9	1 942

pipeline méditerranée-rhône



- Pipeline
- - - St-Julien-Genève : propriété SAPPRO
- ... Berre-Lavéra : propriété Shell Française
- △ raffinerie
- station de pompage

AUTRES CANALISATIONS

	ANNEE DE MISE EN SERVICE	DIAMETRE (pouces)	LONGUEUR	DEBIT POSSIBLE Mt/an
• HENLIHEIM-STRASBOURG	1963	8 ET 10	21 x 2	
• REICHSTEH-STRASBOURG	1963	12 ET 10 x 2	8 x 3	
• KLURENTHAL-CARLING	1968	6	18	
• FEYZIN-SERPAIZE	1968	12	23	
• FEYZIN-SAINT-FONS	1965	4	5	
• FEYZIN-LOIRE SUR RHONE	1970	10	13,5	1,2
• BERNE-LAVERA		14 ET 16	36 ET 24	
• LA MEDE-LAVERA		8 ET 12	8 x 2	
• FOS-LAVERA	1965	10 8 6	11 x 3	
• PARVILLAC-BASSENS	1969	12	43	2,3
• AMBES-BASSENS	1969	12	17	2,3
• DONGES CORDEMAIS CHEVIRE	1970	12 8	18 ET 26	2,5
• LE HAVRE-ANSIFER	1975	10	22	2
• GOUFREVILLE-LE HAVRE	1949	16	10 5	
• PETIT COUORHNE-LE HAVRE	1952	14	77	
• GRANDPUITS-MELUN	1967	8	27	1,2
• VALENCIENNES-BOUCHAIN	1971	8 5/8	8,5	0,6
• RAFFINERIE ETANG DE BERNE, PORT LAVERCE-MANOSQUE	1968-1972	20-20	107 ET 80	10 ET 5
• CAEN-MAY SUR ORNE	1972	22	16	
• <u>EXPLOITE PAR TAPIL</u>				
DONGES-MELUN-METZ (pipeline militane)		12 ET 10	512 ET 115	

- Transport par cabotageCabotage : évolution de la flotte française

Source : CPDP

	NOMBRE	PORT EN LOURD	MOYENNE
1939	26	041 000	1 577
1950	25	37 500	1 500
1951	30	49 200	1 641
1952	30	49 200	1 641
1953	29	50 200	1 729
1954	29	50 800	1 753
1955	33	57 500	1 744
1956	33	52 000	1 577
1957	31	50 000	1 612
1958	29	49 200	1 731
1959	30	51 500	1 716
1960	34	59 100	1 739
1961	33	62 100	1 881
1962	36	69 200	1 923
1963	39	90 800	2 328
1964	38	91 300	2 402
1965	37	97 400	2 633
1966	39	108 600	2 785
1967	39	146 300	3 751
1968	37	147 900	3 998
1969	38	199 300	5 246
1970	38	193 900	5 103
1971	35	191 400	5 470
1972	36	242 900	6 746
1973	33	220 900	6 693
1974	34	238 200	7 006
1975	35	289 300	8 266
1976	33	248 100	7 518
1977	30	213 200	7 107

La flotte française de cabotage a transporté 12,3 Mt de produits pétroliers en 1976. Le tonnage des navires qui la compose n'a cessé de croître depuis le début des années 60. La flotte s'est modernisée mais le nombre des bâtiments a toujours évolué autour de la trentaine. Depuis 1970, le transport par ce mode est en quasi-stagnation. La moitié des tonnages est constituée d'importations (dont il n'est pas tenu compte dans les graphiques et les statistiques). Le transport intérieur représente donc 6 Mt, sur lesquelles 1/5 sont des expéditions des raffineries soit sur les dépôts, soit sur la clientèle. Le cabotage sert plus au transport des produits blancs plus chers, mais moins difficiles à transporter. Il se localise en Provence-CAZ, sur les deux côtes de la Méditerranée et vers les ports de pêches.

d) Le transport par route

Il représente en 1976, 71 Mt. Ce total peut être divisé en deux : 33,3 Mt correspondant aux transferts des raffineries sur la clientèle et 36 Mt correspondant aux expéditions des dépôts de l'intérieur sur la clientèle ; statistique dont nous ne tiendrons pas compte dans les tableaux de fin d'étude ; ils constituent en effet des transports secondaires de produits pétroliers et distribuent sur petite distance, 30 Mt de produits pétroliers acheminés dans les dépôts, soit par P.L. et C.D. (18,2 Mt), par wagons (10,7 Mt), par chalands (4,4 Mt), par cabotage (2,5 Mt) ou par camions eux-mêmes (0,8 Mt).

Les 33,3 Mt correspondent aux transferts des raffineries sur la clientèle. Ils constituent les 2/3 du total de ceux-ci et sont effectués dans un rayon d'action limité.

La route dispose d'avantages importants. Deux secteurs essentiels ne peuvent leur échapper : la livraison à proximité des raffineries à des clients de dimension petite ou moyenne par sa souplesse d'utilisation et le stade de distribution finale pour la même raison. En fait, dans le premier cas on peut considérer que la raffinerie lui sert de dépôt et que le type de transport est le même. C'est la raison pour laquelle la route assure 33 % du transport hors livraisons secondaires et 50 % avec celle-ci. Il a cependant subi la concurrence du pipeline et surtout des canalisations directes pour les gros clients proches des raffineries.

L'importance du réseau routier lui donne un avantage prépondérant par rapport au chemin de fer.

./...

EVOLUTION DU PARC DES VEHICULES CITERNES ROUTIERS

CAPACITE TOTALE DU PARC en m ³		REPARTITION GEOGRAPHIQUE DU PARC	CONSOUMATIONS REGIONALES	
1962	078 500	NORD PAS DE CALAIS	8,7	7,3
1963	83 700	PICARDIE	0,8	2,9
1964	105 700	ILE DE FRANCE	14,1	18,3
1965	115 100	CENTRE	2,5	3,3
1966	129 200	HAUTE NORMANDIE	9,6	8,0
1967	141 600	BASSE NORMANDIE	1,2	1,9
1968	160 500	BRETAGNE	3,3	3,5
1969	184 000	PAYS DE LA LOIRE	5,8	5,8
1970	209 400	POITOU CHARENTE	2,6	2,3
1971	228 600	LIMOUSIN	1,0	0,8
1972	250 100	AQUITAINE	8,1	5,3
1973	272 500	MIDI PYRENEES	2,9	2,5
1974	290 400	CHAMPAGNE	1,2	2,1
1975	291 600	LORRAINE	4,3	4,7
1976	280 600	ALSACE	4,2	3,1
		FRANCHE COMTE	0,6	1,7
		BOURGOGNE	2,0	2,5
		AUVERGNE	1,2	1,6
		RHONE ALPES	11,8	10,1
		LANGUEDOC	3,4	2,6
		PROVENCE COTE D'AZUR	9,2	8,3
		CORSE	0,2	0,2

On constate qu'il y a d'une manière générale un excédent de capacité de transport par rapport à la consommation dans les régions où se situent les raffineries. C'est la conséquence de la livraison en droiture dans le cadre de la région et pour du département.

* - 50 % de la capacité globale de transport = livraison en droiture.

e - Le transport par chemin de fer

Le transport des produits pétroliers par chemin de fer présente quatre caractéristiques principales :

- il est tout d'abord en constante augmentation en tonnage (crise du pétrole exclue) avec 3,3 Mt en 1950, 7 Mt en 1960 et près de 20 Mt en 1973 ; mais sa part du transport total de produits pétroliers est en diminution régulière ; près de 25 % en 1960, 16,2 % en 1969, 13,3 % en 1976. Ce dernier pourcentage paraît pourtant se stabiliser ;

- la distance moyenne de transport n'a cessé de diminuer, passant d'un maximum de 401 km en 1962 à 272 en 1975. Elle semble aussi, depuis le début des années 70, se stabiliser.

En revanche, ce trafic représente une part croissante, du total des marchandises transportées par la SNCF : 4,83 % en 1960, 7,4 % en 1973, parallèlement à la baisse de distance moyenne de l'ensemble des transports de la SNCF. Ceci est lié à la meilleure implantation relative des raffineries et des dépôts qui réduit les distances de transfert. Les 3/4 de ce tonnage représentent des mouvements de raffineries vers les dépôts et 1/4 des livraisons à la clientèle (dit en droiture).

- ce transport s'effectue essentiellement sur les grands axes ; d'abord à partir de MARSEILLE vers l'ensemble du SUD-Est, à partir de STRASBOURG vers l'Alsace et la Lorraine, à partir du HAVRE vers PARIS et la Bourgogne, à partir de BORDEAUX vers le centre du pays ;

- une certaine harmonisation et spécialisation est apparue. Harmonisation dans la mesure où l'ensemble des matériels roulants est uniformisé à 20 t par essieu ; en outre, 1/4 du parc est équipé de réchauffeurs. Le transport s'effectue de façon quasi systématique en train complet de 1 250 T ou plus : l'économie de ce mode tenant aux conditions particulières faites par les sociétés de transport pour récompenser les charges unitaires élevées et la régularité des mouvements des clients.

Spécialisation dans la mesure où 1/5 des capacités correspond au transport des GPL. La raison est que le fer est le seul moyen massif possible. Ni les canalisations, pour des raisons techniques (formation de bouchon de vapeur de GPL), ni les voies d'eau à cause du coût important des ruptures de charge ne sont bien adaptées à ce produit.

Le fer apparaît comme un mode de transport intermédiaire par les tonnages transportés par train et la distance moyenne de transport. Les gains de productivité à attendre sont faibles. Mais il permet mieux que la route, plus vite et sans rupture par rapport à la voie d'eau, d'alimenter par le tonnage des clients importants et des dépôts. C'est un complément utile aux pipelines.

TRANSPORT PAR CHEMIN DE FER DES HYDROCARBURES

	TONNAGES EN Mt	PROGRESSION/AN	MILLIARDS de T/km	DISTANCE MOYENNE	% DU TRAFIC SNCF	
					T	T/km
1950	3,3	-	1,03	311	2,24	2,77
1960	7	7,78	2,68	382	3,13	4,83
1961	7,6	9,0	2,98	390	3,38	5,18
1962	8,9	16,6	3,57	401	3,92	5,97
1963	10,4	17,0	3,65	350	4,41	5,93
1964	11,6	11,2	3,51	307	4,74	5,50
1965	11,9	2,8	3,51	294	5,06	5,55
1966	13,0	8,7	3,79	292	5,65	6,07
1967	14,0	7,8	4,05	290	6,20	6,57
1968	14,5	3,9	4,22	290	6,40	6,82
1969	14,6	0,1	4,3	296	6,07	6,55
1970	15,5	6,5	4,50	290	6,24	6,47
1971	16,3	5,2	4,55	279	6,85	6,88
1972	17,7	8,6	4,9	277	7,20	7,14
1973	19,8	11,9	5,5	278	7,65	7,45
1974	18,5	-	-	-	-	-
1975	16,5	-	-	-	-	-
1976	17,5	-	-	-	-	-

source SNCF

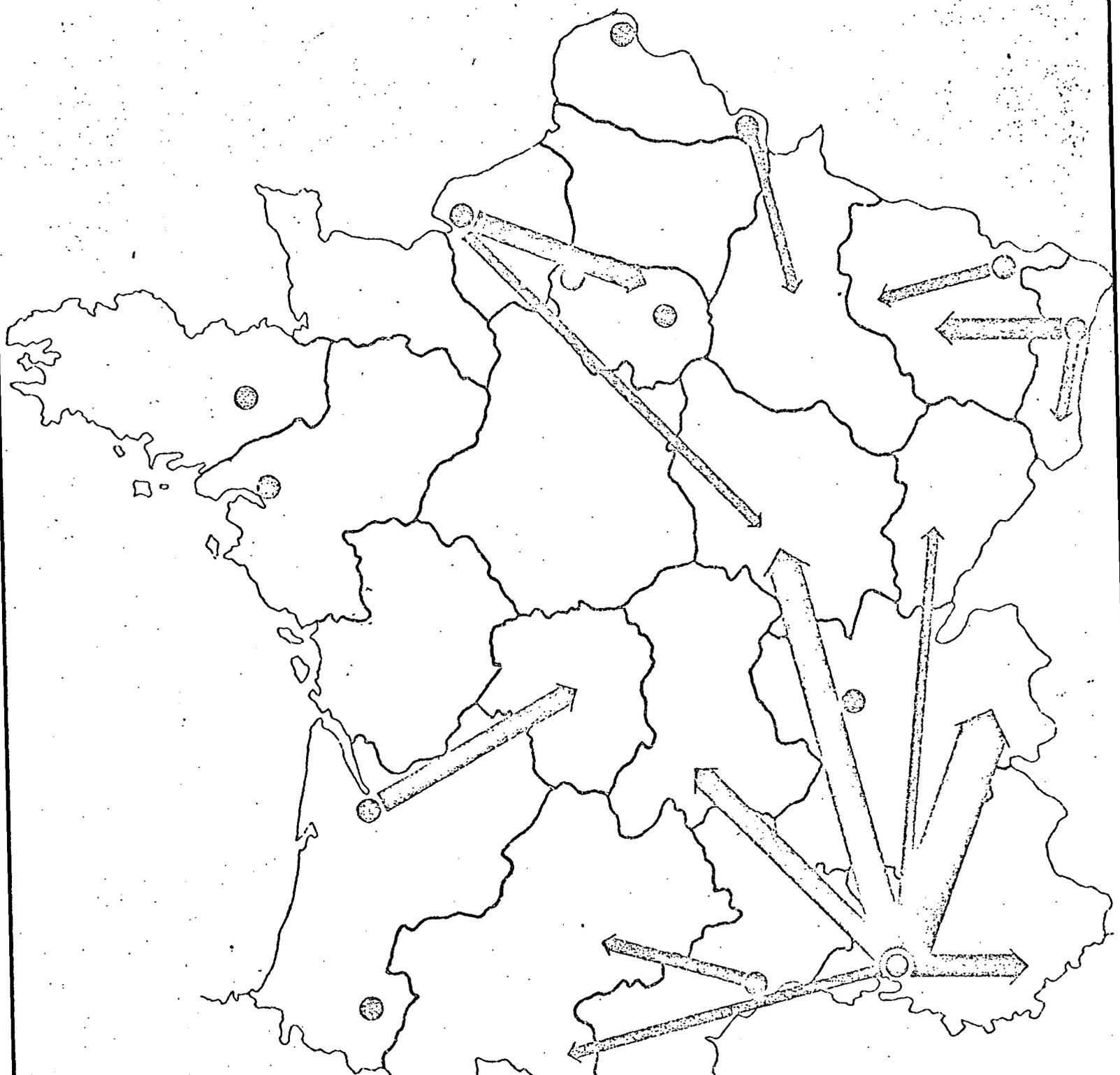
(1) - Mise en service de la raffinerie de Vern/ Seiche (65) et Feyzin (64)

(2) - Mise en service du Pipeline Méditerranée-Rhône.

Pour les 2/3 il s'agit de produits noirs et pour 1/3 de produits blancs
(FOD et FOL)

(supercarburant d'abord,
gas oil ensuite).

CARTE DES PRINCIPAUX AXES DE TRANSPORT DE PRODUITS PETROLIERS PAR VOIE FERREE



LEGENDE

-  $T < 500$
-  $500 < T < 1000$
-  $1000 < T < 2000$
-  $T > 2000$

$U = 10^3 t.$

 RAFFINERIE

SOURCE SNCF

f - Le transport par voie d'eau

L'évolution globale du transport par voie d'eau est assez semblable à celle du transport par fer. Un tonnage voisin, supérieur si l'on tient compte des importations du transit et des exportations, inférieur si l'on ne retient que le transport intérieur ; une distance moyenne en km qui a fortement diminué (235 km en 1952, 197 en 1961, 134 en 1976) pour la même raison que le fer. Un pourcentage croissant du trafic total par voie d'eau (15 % en 1960, 20 % en 1976) mais une diminution constante en % du trafic total des hydrocarbures (30 % en 1960, 16 % en 1969, 13,3 % en 1976).

Une modernisation importante a eu lieu, le chargement moyen doublant de 1952 à 1978 et se rapprochant de celui des trains complets de fer.

La spécialisation a fait très largement au profit des produits noirs, lourds et peu onéreux qui correspondent bien à ce type de transport. En 1976, ils représentaient 16,6 % du transport de produits noirs et 6,3 % des produits blancs.

La localisation de ce transport dépend essentiellement de l'infrastructure des voies navigables en France :

10 % du trafic s'effectue de DUNKERQUE vers le Nord et LILLE principalement,

5 % sur le Rhône d'ARLES à LYON, 5 % sur la région lyonnaise sur de petites distances,

30 % à partir de ROUEN vers PARIS;

25 % à partir de STRASBOURG (75 % de ce total à l'exportation, 25 % vers MULHOUSE),

5 % vers la région bordelaise et

1 % à partir de NANTES vers Angers et NANTES même.

On peut dire en guise de conclusion rapide que fer, voie navigable et caboteur, de par leur capacité moyenne, sont écartelés entre les transports massifs par canalisations et la grande souplesse du transport par route en unité à faible tonnage.

EVOLUTION DES TONNAGES TRANSPORTES PAR VOIE NAVIGABLE

	TRAFIC HYDRO- CARBURE	% DU TRAFIC TOTAL	TRAFIC INTERIEUR	IMPORT	EXPORT	TRANSIT	CHARGEMENT MOYEN	DISTANCE MOYENNE en km
1 9 3 8	04,4	9,5	3,9	0,3	0,1	0,1	-	197
1 9 4 6	1,9	7,6	1,6	0,2	0,05	0,05	-	206
1 9 4 7	2,5	8,4	2,0	0,25	0,1	0,15	-	225
1 9 4 8	3,4	9,2	2,75	0,2	0,1	0,35	-	210
1 9 4 9	3,8	9,7	3,1	0,2	0,1	0,4	330	236
1 9 5 0	4,6	10,8	3,7	0,2	0,1	0,6	337	224
1 9 5 1	5,2	10,7	4,2	0,25	0,1	0,65	341	226
1 9 5 2	5,6	11,2	4,5	0,25	0,05	0,75	354	235
1 9 5 3	5,7	11,0	4,6	0,3	0,05	0,75	342	228
1 9 5 4	5,95	11,3	4,8	0,3	0,05	0,8	350	222
1 9 5 5	6,65	11,4	5,3	0,4	0,005	0,9	354	209
1 9 5 6	8,1	12,9	6,5	0,4	0,05	1,25	378	189
1 9 5 7	7,8	11,8	6,2	0,35	0,05	1,15	366	192
1 9 5 8	8,7	13,8	7,0	0,35	0,05	1,35	384	192
1 9 5 9	9,0	14,4	7,4	0,35	0,05	1,25	378	198
1 9 6 0	10,6	15,6	8,3	0,4	0,05	1,9	399	202
1 9 6 1	10,8	15,3	8,4	0,35	0,05	2,0	408	197
1 9 6 2	12,2	17,2	9,6	0,35	0,05	2,25	413	196
1 9 6 3	14,8	19,3	10,7	0,8	1,6	2,25	450	182
1 9 6 4	16,1	18,8	11,5	0,3	2,6	1,75	444	179
1 9 6 5	17,9	19,9	12,4	0,3	3,2	1,95	498	174
1 9 6 6	17,6	18,8	12,1	0,3	3,2	1,95	527	167
1 9 6 7	17,1	17,5	12,2	0,25	2,55	2,1	554	174
1 9 6 8	17,4	17,1	12,1	0,75	2,6	2,4	567	160
1 9 6 9	18,9	17,1	13,4	0,38	2,5	2,7	571	164
1 9 7 0	20,2	18,3	14,2	0,25	2,5	3,2	624	145
1 9 7 1	20,3	19,1	14,1	0,4	2,9	2,9	595	143
1 9 7 2	20,4	19,6	15,0	0,6	3,8	1,9	609	142
1 9 7 3	21,6	19,9	15,2	0,17	3,4	2,3	661	145
1 9 7 4	20,6	18,9	13,9	0,88	3,2	2,6	721	142
1 9 7 5	18,7	19,6	11,8	0,9	2,65	2,65	717	136
1 9 7 6	18,8	20,3	12,3	0,55	3,0	3,0	727	134

SOURCE : Ministère des Travaux Publics Paris ONN

TABLEAU 2 : IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS DE PRODUITS RAFFINES DE 1948 A 1976-1977

SOURCE : CPDP	IMPORTATIONS DE PRODUITS	EXPORTATIONS DE PRODUITS	SOLDE EN Mt
	RAFFINES EN Mt	RAFFINES EN Mt RAVITAILLEMENT INCLUS	
1 9 4 8	1,1	1,1	- 0,1
1 9 4 9	0,7	2,3	+ 1,6
1 9 5 0	0,4	3,4	+ 3,0
1 9 5 1	0,6	5,1	+ 4,5
1 9 5 2	0,7	7,2	+ 6,5
1 9 5 3	0,5	7,2	+ 6,7
1 9 5 4	0,8	6,5	+ 5,7
1 9 5 5	1,0	6,1	+ 5,1
1 9 5 6	1,3	5,7	+ 4,4
1 9 5 7	2,7	4,5	+ 1,8
1 9 5 8	1,7	6,7	+ 5,0
1 9 5 9	2,1	6,5	+ 4,4
1 9 6 0	2,7	7,1	+ 4,4
1 9 6 1	2,5	8,2	+ 5,7
1 9 6 2	3,1	7,5	+ 4,4
1 9 6 3	4,0	8,0	+ 4,0
1 9 6 4	4,4	9,0	+ 4,6
1 9 6 5	4,1	11,4	+ 7,3
1 9 6 6	4,6	14,3	+ 9,7
1 9 6 7	4,9	14,4	+ 9,5
1 9 6 8	5,1	13,5	+ 8,4
1 9 6 9	5,3	14,2	+ 8,9
1 9 7 0	6,4	13,6	+ 7,2
1 9 7 1	8,2	15,0	+ 6,8
1 9 7 2	9,0	16,1	+ 7,1
1 9 7 3	7,4	17,6	+ 9,8
1 9 7 4	6,9	15,2	+ 8,3
1 9 7 5	7,9	14,8	+ 6,9
1 9 7 6	9,1	16,5	+ 7,4
1 9 7 7			

Les exportations de produits raffinés se font essentiellement :

- par mer : 12,0 Mt actuellement ravitaillement inclus
- par voie navigable : 3,5 Mt sur le Rhin - Strasbourg 1/2 - 1/2 Allemagne
- par pipeline Med Rhône : 1,0 Mt

Les importations de produits raffinés se font presque exclusivement par Mer
- 0,5 Mt par voie d'eau à Strasbourg.

III - LE GAZ

1 - EVOLUTION DE L'APPROVISIONNEMENT

En France, comme dans la plupart des pays industrialisés, le gaz naturel a remplacé le gaz manufacturé fabriqué en usine à partir du charbon ou de produits pétroliers. C'est ainsi que, jusqu'en 1957, le gaz manufacturé avait essentiellement un usage domestique et était distribué localement dans un rayon dépassant rarement 30 km ; on utilisait certes le petit gisement de gaz naturel de St Marcet mais c'est véritablement à partir de 1957, date de la mise en exploitation du gisement de Lacq, que le gaz naturel va acquérir l'importance qu'il connaît aujourd'hui ; en 1977, le gaz naturel représentait :

- 99,6 % de nos achats en gaz ;
- 60,2 % des ressources totales disponibles ;
- plus des 9/10 du gaz distribué par canalisations, le solde étant constitué par des gaz de pétrole liquéfiés.

Nous nous intéresserons donc uniquement au transport de gaz naturel, les autres gaz ne faisant pas l'objet de transports massifs ; ils desservent en effet des exploitations dont l'importance n'est pas suffisante pour justifier le raccordement au réseau de transport du gaz naturel.

1.1. La production de gaz naturel

La production nationale a été multipliée par 10,5 sur la période 1958-1971. Depuis, son rythme de croissance s'est considérablement ralenti et elle plafonne aujourd'hui au niveau de 7,5 milliards de m³, soit 67 milliards de thermies.

Aucun nouveau gisement n'a été découvert, si ce n'est un petit gisement à Clarens, sur le plateau de Lannemezan, foré à 6 200 mètres et qui devrait être exploité en 1981 et donner 250 000 m³/jour (contre 30 millions à Lacq).

./...

En 1976, le gaz d'Aquitaine représentait environ le tiers des approvisionnements français (tableau n° 1) ; sa part n'a cessé de diminuer depuis 1965. Il est probable qu'on se maintienne au niveau actuel de production (7,5 milliards de m³) jusqu'en 1981, date à partir de laquelle la production de Lacq recommencera à décliner.

On trouvera en annexe les caractéristiques et les productions des principaux gisements.

BILAN GENERAL

Tableau n° 1

	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Production	27 237	46 998	63 795	66 356	68 586	68 791	69 622	67 354	64 847	65 000
• part dans nos approvisionnements	100 %	95 %	66 %	58 %	50 %	42 %	39 %	34 %	31,6 %	
Importation	-	1 947	31 521	44 408	61 612	84 494	101 428	105 659	130 962	141 299
• part dans nos approvisionnements			32,6 %	38,7 %	44,7 %	52 %	56,6 %	56,4 %	64 %	
Déstockage	1 352	2 485	8 961	10 735	12 673	14 685	11 933	18 302	12 409	
Perte à la transformation	-	450	850	645	508	408	433	544	-	
Disponible Brut	23 076	45 509	95 650	114 352	137 763	163 383	179 076	187 313	205 347	

(Le total du disponible brut n'est pas égal à Production + importation + déstockage - Perte, du fait des fournitures faites à d'autres produits ou reçues d'autres produits)

1.2. Les importations

Le Gaz de France, il convient de le souligner, a dès le début des années 1960 porté un grand intérêt à un approvisionnement du pays à partir de sources étrangères ; les premières importations intervenant en 1965 en provenance d'Algérie. Depuis, elles ont progressé à un rythme rapide ainsi qu'en témoigne le tableau ci-dessous :

ANNEES	ALGERIE			PAYS-BAS-URSS MER DU NORD	TOTAL EN EN 10 ⁶ THERMES	TOTAL EN 10 ⁶ m ³
	ARZEW	SKIKDA	TOTAL			
1965	1 947	-	1 947	-	1 947	0,18
1966	3 852	-	3 852	-	3 852	0,36
1967	4 565	-	4 565	2 278	6 843	0,71
1968	4 104	-	4 104	12 506	16 610	1,88
1969	5 486	-	5 486	17 503	22 989	2,61
1970	5 543	-	5 543	25 978	31 521	3,62
1971	4 947	-	4 947	39 461	44 408	5,17
1972	7 534	-	7 534	54 078	61 612	7,15
1973	8 128	7 358	15 486	69 408	84 894	9,71
1974	8 592	10 767	19 359	82 069	101 428	11,60
1975	4 520	19 366	23 886	81 200	105 086	11,93
1976	5 178	24 219	29 397	101 480	130 877	14,85
1977	5 795	20 185	25 980	115 069	141 299	16,14

./...

En 1977, les importations totales de gaz naturel ont atteint plus de 140 milliards de thermies (près de 16 milliards de m³), soit 39 % de plus qu'en 1975 et plus du double des quantités reçues en 1972. Cette politique active d'importations, menée dès 1972-1973, se poursuivra dans les années à venir, confirmant l'intérêt d'un développement soutenu du gaz dans la couverture des besoins en énergie primaire.

L'origine de nos approvisionnements en gaz naturel est la suivante :

- les premières livraisons datent de 1965 et proviennent d'Algérie : il s'agit du gaz naturel d'Hassi R'Mel, liquéfié à Arzew puis dirigé sur le terminal méthanier du HAVRE au moyen d'un navire de 25 000 m³ de capacité (le Jules Verne) et réinjecté, après regazéification, dans l'artère de transport LE HAVRE-PARIS. Le contrat porte sur la livraison de 0,5 milliard de m³/an (gaz à 10 thermies/m³), à dater de 1965 et jusqu'en 1990 ;

- Dès 1967, le gaz des Pays-Bas, en provenance du champ de GRONINGUE, parvient en France à la station de compression Taisnières-sur-Hon. Il s'agit cette fois d'un approvisionnement massif, puisque le contrat final porte sur une quantité globale de 185 milliards de m³ à répartir sur 20 ans ; le régime de croisière, évalué à 11,5 milliards de m³/an est intervenu en 1976 et se prolongera jusqu'en 1988. ;

- A la fin de l'année 1972, une seconde usine de liquéfaction et un second port méthanier ont été mis en service sur la côte algérienne de Skikda ; le transport de ce gaz algérien vers le port méthanier de Fos-sur-Mer est assuré par deux méthaniers algériens de 40 000 m³ de capacité unitaire et un méthanier français "le Tellier". Le gaz de France vient de décider d'acheter le gaz F.O.B. Skikda et de prendre en compte l'affrètement des deux méthaniers de 40 000 m³.

Négoциé à partir de 1967, ce contrat assure à la France des livraisons totales de 48 milliards de m³ sur 25 ans, à dater de 1972. Des difficultés techniques survenues en 1972-1973 ont empêché jusqu'ici un approvisionnement régulier, le régime de croisière (3,5 milliards de m³/an) ayant commencé en 1977 ; le gaz est à 10 thermies/m³. ;

- C'est le gaz soviétique qui a fait l'objet de la décision la plus ancienne ; ce contrat, en application depuis le 1.1.1976 suivant une forme d'approvisionnement originale mais temporaire, a fait l'objet d'accords gouvernementaux signés en 1975. Il prévoit

./...

des enlèvements d'environ 48 milliards de m³ sur 20 ans, au rythme progressif de 1. 10⁹ m³ pour 1976, 2.10⁹ m³ en 1977, pour atteindre en 1980 un régime de croisière de 4.10⁹ m³ par an (gaz à 9,8 thermies par m³). Il est fort probable que les quantités totales seront modifiées si ce régime de croisière doit être maintenu jusqu'en 1996.

En ce qui concerne le transport du gaz soviétique depuis le point de livraison de Baumgarten (frontière Austro-Tchèque) jusqu'à la frontière française, il convient de dégager deux périodes :

. du 1.1.1976 au 31.12.1979, un contrat d'échange en vigueur entre l'Italie et la France autorise l'Italie à prélever les quantités de gaz soviétique destinées à la France ; en contrepartie, celle-ci reçoit depuis le 1.1.1976 des quantités équivalentes de gaz néerlandais à haut pouvoir calorifique (gaz de Drenthe et de la concession offshore de Placid), prélevés sur le quota d'importations destiné à l'Italie. Ce gaz néerlandais est livré à la frontière Belgo-Hollandaise et injecté dans le gazoduc Est-Ouest (destiné ultérieurement au transport du gaz d'Ekofisk), jusqu'au poste français de Taisnières-sur-Hon. ;

- à partir de 1980, le gaz soviétique, livré à Baumgarten, traversera l'Autriche dans une canalisation rejoignant au plus court le dispositif allemand et atterrissant en France à la station de Velaine ;

- La France fait partie d'un consortium d'acheteurs européens qui s'est assuré progressivement la presque totalité des disponibilités en gaz naturel associé des gisements de bruts norvégiens de la zone d'Ekofisk, en Mer du Nord.

C'est ainsi qu'en 1977, la France a enlevé 1,2 milliards de m³ par le contrat Phillips 1973, 0,08 milliards par les contrats Philipps 1975 et Amoco/Noco 1975. Ces derniers résultats sont malheureusement approximatifs. On trouvera en annexe le schéma possible des livraisons en gaz naturel de la zone d'Ekofisk jusqu'en 1998.

Le gaz de ces différents gisements, préalablement dirigé sur le complexe central d'Ekofisk pour y être traité, est ensuite injecté dans la canalisation sous-marine (420 km en 36") joignant Ekofisk à Edem sur la côte allemande. Le gaz destiné à la France emprunte alors le réseau hollandais de Gasunie et traverse la Belgique dans une canalisation (150 km en 36") jusqu'au poste français de Velaine.

./...

Nous avons vu que les réserves nationales commercialisables n'autorisaient, en l'absence de nouvelles découvertes substantielles en offshore et en onshore, qu'un approvisionnement limité à court et moyen terme, la production devant diminuer sensiblement à partir de 1982-1983. Les importations vont donc jouer un rôle du plus en plus important et conditionneront le maintien de la place qu'aura acquise le gaz naturel sur le marché énergétique français (tableau n° 1).

En plus des contrats en cours d'exécution (mentionnés ci-dessus) s'ajoutent des contrats d'importation à plus ou moins longue échéance et qui font l'objet d'accords fermes entre les gouvernements intéressés ; ces contrats sont les suivants :

. Iran - France.

Cet accord, valable sur 25 ans, devrait rentrer dans une phase active dès 1981 ; après une période transitoire, le régime de croisière interviendra en 1984 et se situera aux alentours de 3,65 milliards de m³/an.

. Algérie (Arzew) - France

Ce nouveau contrat porte sur la livraison d'environ 73 10⁹ m³ de gaz naturel sur 20 ans à dater de 1980, au rythme de croisière de 3,65 10⁹ m³/an après une période de démarrage.

Ce contrat est trop récent pour qu'on puisse en définir toute l'articulation, en particulier les modalités de transport en direction de la France et le terminal de réception. Le choix, maintenant arrêté, de Montoir de Bretagne pour l'implantation du troisième terminal méthanier français peut apporter quelques éclaircissements aux questions qui restent posées.

Dans l'éventualité d'échat du G.N.L. FOB d'Arzew, et affrètement des méthaniers par le Gaz de France, le schéma d'importation n'en acquiert que plus de souplesse, l'entreprise nationale disposant dès lors d'un ensemble d'approvisionnements (Skikda et Arzew) qu'elle peut moduler à sa guise entre les deux terminaux : Fos-sur-Mer sur la Méditerranée et Montoir dans l'estuaire de la Loire, suivant leurs besoins.

Ces différents contrats assure un approvisionnement en gaz naturel correspondant aux besoins français prévus à l'horizon 1980 (les schémas d'approvisionnement sont donnés en annexe).

./...

1.3. Evolution des ventes et de la consommation de gaz naturel

Les graphiques n° 5 et 6 retracent l'évolution des ventes totales de gaz depuis 1947.

On peut constater une forte cassure en 1959, due à la mise en exploitation du gisement de Lacq. A partir de 1965, l'augmentation annuelle des ventes sera plus forte, les importations venant sensiblement accroître les ressources disponibles.

Sur la période 1969-1977, les ventes se sont développées à un taux annuel moyen de 17 % ; on peut noter la croissance assez régulière de ce taux jusqu'en 1973, suivie d'un ralentissement en 1974, dû à un déficit de l'approvisionnement en gaz naturel liquéfié ; à cet accident de croissance ont succédé une nette reprise en 1975 et 1976 (taux supérieurs de 4 points environ à celui de 1974), puis un fléchissement en 1977, résultant de livraisons inférieures aux quantités contractuelles prévues.

L'arrivée du gaz naturel en France a entraîné une extension rapide des ventes industrielles de gaz. Ainsi, la France, avant de pénétrer dans l'ère du gaz naturel, enregistrait une forte prédominance des consommations domestiques. Aujourd'hui le taux des ventes industrielles par rapport aux ventes totales de gaz dépasse 55 %.

L'arrivée du gaz naturel a également provoqué un essor considérable du chauffage au gaz, sous la forme de radiateurs indépendants et de chauffages centraux individuels ou collectifs. En dix ans, les ventes annuelles de gaz pour le chauffage ont été multipliées par 6 et en 1977, plus de 3 millions de logements étaient chauffés au gaz de réseau.

./...

- Utilisation du gaz naturelen 10⁶ thermies

USAGES	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Domestiques	2	5 560	17 744	21 437	26 935	32 410	35 321	37 097	43 132
Commerciaux	-	1 612	6 505	9 369	14 071	18 802	20 879	25 122	30 301
Industriels	19 842	30 718	52 853	62 835	73 249	84 215	90 023	96 732	103 174
Gaz carburant	406	418	204	180	155	155	103	84	55

Le secteur industriel, qui consommait jadis la quasi totalité du gaz naturel disponible, n'en absorbe plus que 61 % aujourd'hui. Par secteurs industriels, il faut surtout entendre les industries chimiques et parachimiques qui se révèlent les plus grosses consommatrices de gaz devant la production des métaux.

Parallèlement, l'usage domestique du gaz naturel s'est considérablement développé : les consommations moyennes annuelles par abonné ont augmenté très sensiblement (+ 24 % en 5 ans), grâce au développement des ventes liées à la conversion au gaz naturel et à l'extension de l'usage chauffage. Par contre, le nombre d'abonnés a crû très régulièrement mais très lentement (+ 4 % en 5 ans).

On peut également noter la disparition du gaz utilisé comme carburant, notamment pour les transports routiers.

Une des caractéristiques principales de la demande de gaz naturel sur le marché énergétique français est son irrégularité.

Pour faire face au caractère saisonnier du gaz naturel utilisé comme combustible, il est nécessaire d'ajuster au plus près les ressources aux besoins en intervenant à un des stades de la chaîne, en amont du consommateur. Or, il est pratiquement impossible d'agir sur les approvisionnements en modulant la production ou les importations. Les infrastructures industrielles en aval (usines de liquéfaction, gazéification, traitement, gazoducs...) nécessitent de lourds investissements et doivent donc être utilisées au maximum de leur potentiel.

./...

Le stockage apparaît alors comme le seul moyen d'adapter les ressources aux besoins. La méthode utilisée en France est le stockage massif du gaz dans des formations souterraines appropriées.

Toutefois la structure générale du réseau français présente une particularité : les zones du Centre Est et du Sud-Est ne disposent pas de structure géologique apte au stockage souterrain en nappe aquifère. Dans ces zones, les réservoirs sont obtenus par dissolution en massif salin et doivent être exploités en extrême pointe ; il est donc essentiel que les contraintes du réseau n'obligent pas à les utiliser prématurément. Le problème majeur est donc d'adapter les mouvements de gaz de façon à ce qu'ils correspondent au soutirage maximal des réservoirs en aquifère, avant soutirage des réservoirs en massif salin.

TABLEAU N° 5

Evolution des ventes

indices base 100 : réalisations de 196

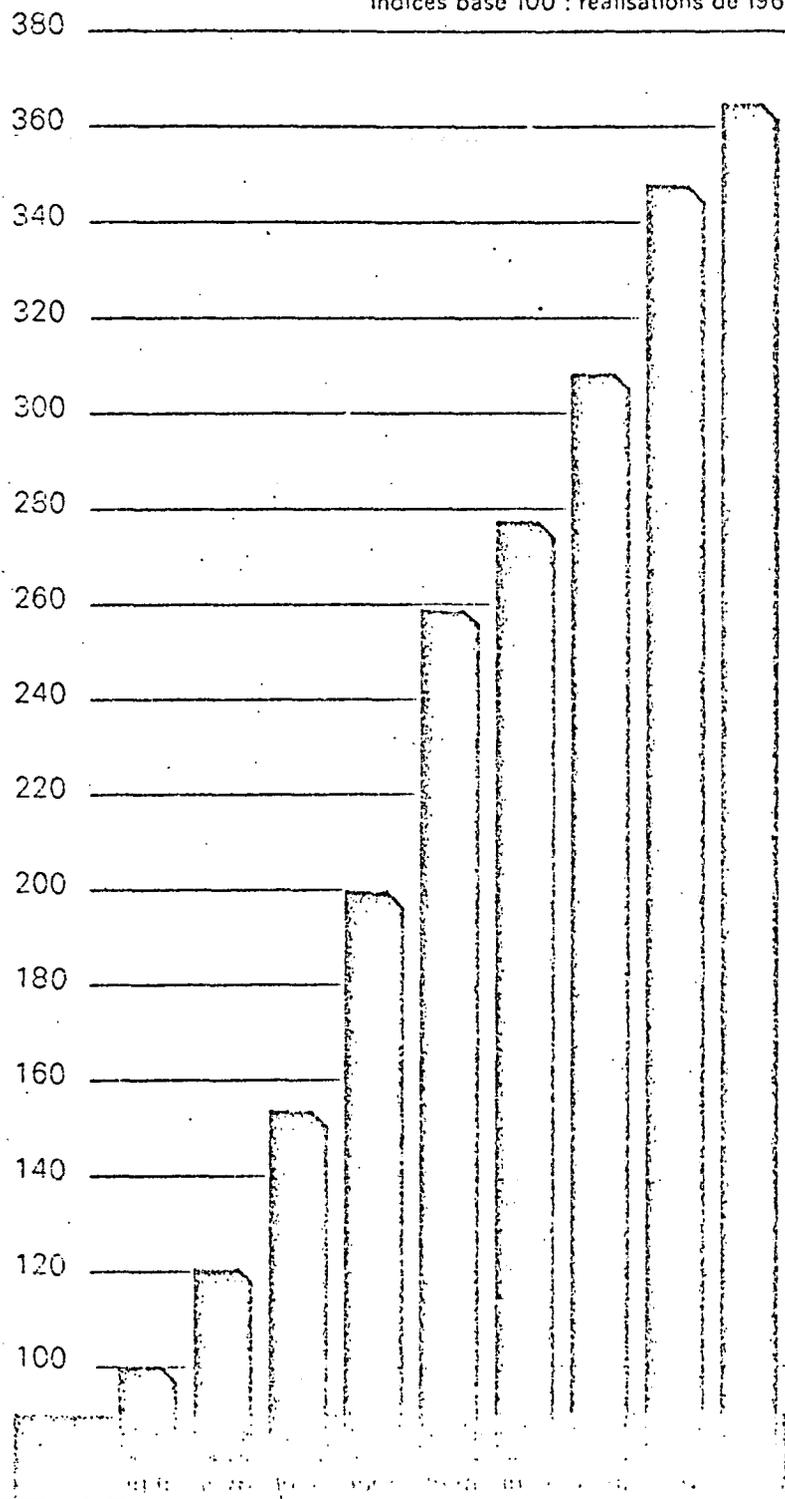
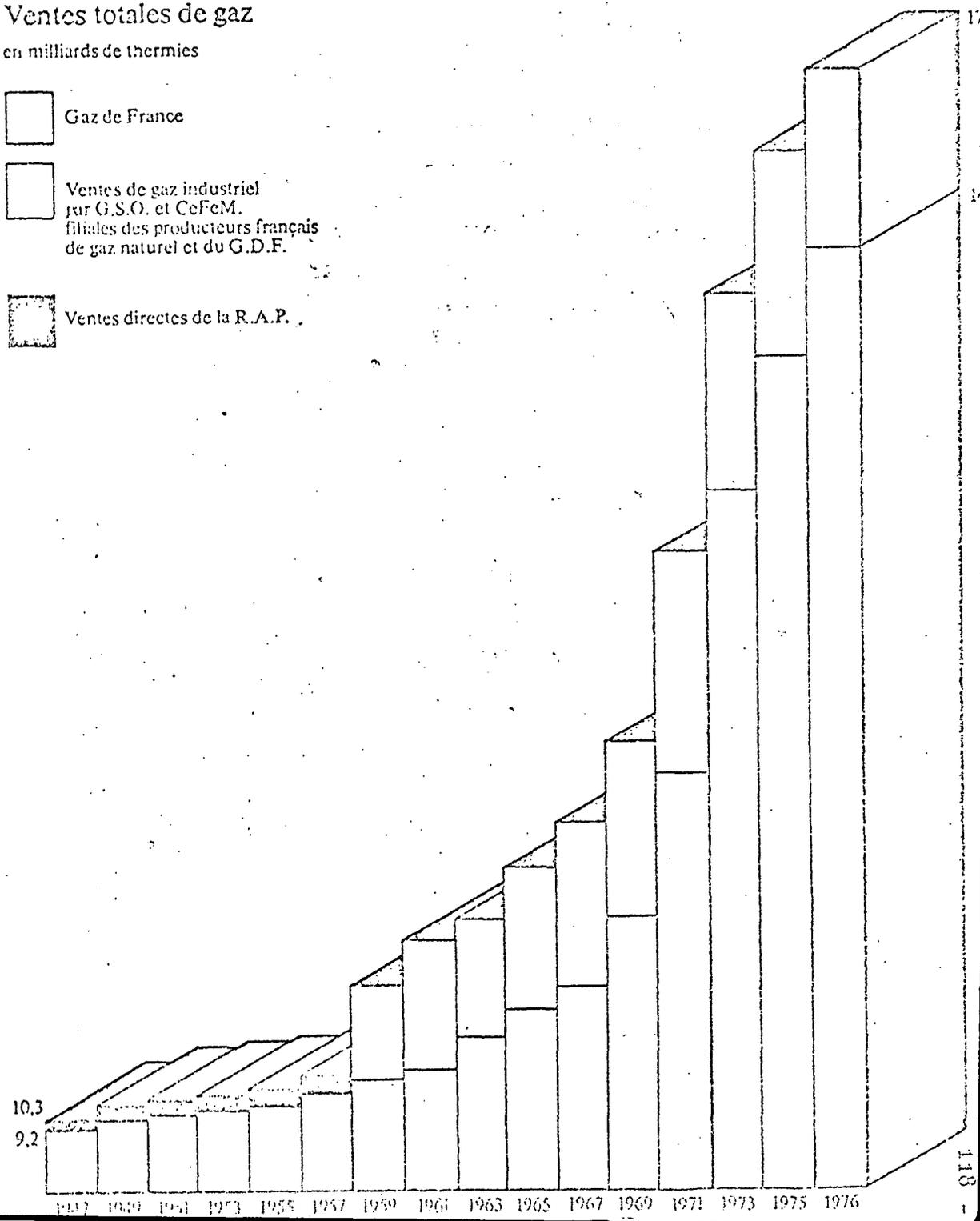


TABLEAU N° 6

Ventes totales de gaz

en milliards de thermies

- Gaz de France
- Ventes de gaz industriel par G.S.O. et CeFeM. filiales des producteurs français de gaz naturel et du G.D.F.
- Ventes directes de la R.A.P.



GAZ BRUT EXTRAIT DES GISEMENTS (a)

en millions de m³

Années	ESSO-REP	S.N.E.A.		TOTAL	Gaz naturel commercialisé
	Parentis Cazaux Lavergne	Saint-Marcet Auzas Proupiary	Lacq Pont d'As. St Faust Rousse, Ucha Lacommande Valempoulières		
1957	8	378	167	553	439
1958	7	327	723	1 047	682
1959	9	310	2 295	2 614	1 645
1960	-	300	4 116	4 416	2 883
1961	-	303	5 715	6 018	4 010
1962	-	312	6 684	6 996	4 740
1963	14	298	7 206	7 518	4 861
1964	15	297	7 627	7 939	5 090
1965	16	216	7 678	7 910	5 048
1966	45	217	7 640	7 902	5 161
1967	44	205	8 303	8 552	5 563
1968	42	187	8 401	8 630	5 682
1969	39	205	9 535	9 779	6 506
1970	34	187	10 063	10 284	6 880
1971	9	189	10 591	10 789	7 148
1972	3	179	10 743	10 925	7 517
1973	-	133	10 815	10 948	7 520
1974	4	97	11 077	11 118	7 625
1975	-	76	10 528	10 604	7 356
1976	12	69	10 379	10 460	7 092

(a) : destiné à être vendu, donc à l'exclusion des gaz produits aux essais ou perdus.

% DU TOTAL DES RESSOURCES DISPONIBLES BRUTES

ANNEES	GAZ DE RAFFINERIE	GAZ DE PETROLES LIQUEFIES	GAZ DE HAUT-FOURNEAU	GAZ DE COKERIE	GAZ NATUREL
1960	8	-	39,3	17,5	18,3
1965	14,5	12	7,7	12,8	24,9
1970	16,9	13,2	16	10	37,5
1971	14,8	13,5	13,4	8,9	43,6
1972	14,3	13,3	12,6	7,8	47,8
1973	12,4	13,1	12	7,5	<u>56,7</u>
1974	10,7	12,3	12,5	7,5	<u>54,5</u>
1975	9	12,5	10	7,5	<u>59</u>
1976	9,2	12,1	9,6	6,8	60,2

% DU TOTAL DES IMPORTATIONS

ANNEES	GAZ NATUREL	GAZ DE PETROLES LIQUEFIES
1960	-	-
1965	50,5	20
1970	91,4	7,5
1971	92,6	6,9
1972	95,2	4,7
1973	<u>96,6</u>	3,4
1974	<u>97,4</u>	2,5
1975	<u>97,3</u>	2,6
1976	<u>97,6</u>	2,3
1977	<u>99,6</u>	0,4

2 - LE TRANSPORT DU GAZ NATUREL

Issu des techniques de distribution, le transport par canalisations s'en est vite différencié par l'adoption de caractéristiques propres relatives aux débits et aux distances ; la distribution devait par la suite s'en inspirer pour se moderniser dans les zones suburbaines et même urbaines.

2.1. Le réseau français de transport de gaz naturel

Le gaz naturel n'est pas, par essence, un produit dont la mise à disposition peut s'accroître de façon continue ; lorsqu'un gisement est découvert, on estime le plus exactement possible le volume récupérable pour en définir l'optimum de placement et de transport associé ; de même, en ce qui concerne les achats à l'étranger, le point d'entrée sur le territoire national doit être rigoureusement étudié.

L'essentiel est d'envisager, pour chaque placement -points de production ou d'importation- les possibilités de pénétration sur le marché et la structure de transport optimale, caractérisée par le tracé et le diamètre à retenir pour chaque artère.

a) Caractéristiques du réseau

La France dispose actuellement d'un réseau de transport d'artères principales et antennes secondaires dépassant les 19 000 km, alimenté par deux types de gaz naturel. On peut distinguer en premier lieu un réseau alimenté en gaz dit à "8 thermies/m³", gaz en provenance directe du gisement de GRONINGUE aux Pays-Bas ; ce réseau dessert le Nord et l'Est de la France et atteint également la Région Parisienne. Le reste du territoire est alimenté par un réseau interconnecté alimenté en gaz de Lacq (gaz à "9 thermies/m³") ou type Lacq obtenu en ajustant les autres gaz. Il n'y a pas coupure totale entre ces deux réseaux, la Région Parisienne constituant une véritable "passerelle" entre eux. En enlevant ou en rajoutant de l'Azote, en effectuant des mélanges, on peut en effet augmenter ou abaisser le pouvoir calorifique d'un gaz.

./...

Le problème le plus important qui se pose pour une exploitation optimale du gigantesque "outil" ainsi constitué est l'interconnexion complète des réseaux de transport et ceci, à l'échelle européenne. Pour des raisons qui tiennent essentiellement à la sécurité d'approvisionnement, le Gaz de France entend exploiter l'ensemble des réseaux de transport comme une entité unique, en tenant compte de toutes les contraintes telles que capacités de transport des artères, pouvoir calorifique des gaz à transporter et des gaz à distribuer. C'est ainsi que le réseau du gaz de GRONINGUE devrait être bientôt entièrement raccordé au réseau du gaz de Lacq. Au niveau européen, le réseau MEGAL assurera en 1980-1981 une interconnexion complète de tous les approvisionnements de l'Europe Occidentale en provenance de l'Est, d'Algérie, des Pays-Bas, de la Mer du Nord, de Lacq et peut-être d'ailleurs... Ainsi, tous les gaz seront interchangeables et chaque région française sera irriguée par des gaz de toute provenance.

Le réseau de transport du gaz naturel comprend 2 800 km d'artères principales avec un diamètre moyen légèrement inférieur à 600 mm, 2 800 km d'artères régionales (secondaires) avec un diamètre moyen légèrement supérieur à 300 mm et 10 700 km d'antennes et branchements avec un diamètre moyen inférieur à 200 mm.

La pression maximale de service est de 67,7 bars effectifs (soit 68,7 bars absolus), pression dite "normalisée" parce qu'elle est restée inchangée depuis 1959. De place en place, tous les 80, 100, 150 km, la pression effective est relevée au moyen de stations de compression ou de recompression généralement automatisées.

Il est actuellement impossible de connaître avec précision le débit d'une conduite ; une canalisation est en effet définie suivant son diamètre, son tracé, sa capacité et non pas suivant le volume et le type de gaz qu'elle achemine. ; nous nous attacherons donc à donner un bref aperçu descriptif du réseau de transport de gaz naturel, afin de mieux identifier les artères principales et secondaires.

./...

b) Le réseau

Le réseau a été réalisé en plusieurs étapes :

- Le réseau de transport du gaz de Lacq, d'une capacité de 3,5 milliards de m³, au départ de LUSSAGNET, irrigue la zone technique Centre ; il est constitué par 6 400 km de conduites -dont 4 500 km sont affermées à la CeFeM- et par douze stations de compression avec une puissance totale installée de 240 MW.

Son tracé est le suivant :

. le tronc commun, dit "artère de GUYENNE", réalisé en 600 mm de diamètre avec des stations de recompression à :

+ Auros ;

+ Chazelles, d'où part "l'artère de Vendée" qui alimente la Région Nantaise ;

+ Roussines, d'où partent les deux artères du Centre Est vers Lyon et Dijon et de Sologne vers Paris.

. l'artère du Centre Est, réalisée en 450 mm, jusqu'à VINDECY d'où partent l'artère du Beaujolais (jusqu'à Ars, pointe Nord du triangle lyonnais) et l'artère du Charolais ;

. l'artère de Sologne (diamètre : 500 mm)

La nécessité d'alimenter les centrales gazières et électriques du Nord de Paris, d'Arrighi, de Montereau et d'Alfortville fit choisir le "tracé Est", passant par Château-Landon et Férolles-Attily pour aboutir à Villiers-le-bel.

- Par la suite, les choix de renforcement du réseau furent plus simples.

Le premier fut lié à la réalisation de la chaîne de G.N.L. importé d'Algérie (Arzew).

Il fallait le débarquer au plus près de la Région Parisienne. Le terminal de réception fut donc installé dans le port du HAVRE, la canalisation associée devant alors relier ce terminal à la Région Parisienne de la façon la plus économique. L'arrivée à Beynes s'imposait et on choisit de le faire passer par le pont de TANCARVILLE. Le Nord de la Seine bénéficiait en effet déjà de nombreuses canalisations, qui, si elles n'étaient pas de la technique la plus moderne, n'en permettaient pas moins une desserte déjà satisfaisante. Le passage par le Sud présentait également les avantages suivants :

./...

- . suppression de toute contrainte à l'alimentation de la zone de Caen ;
- . possibilité de renforcer économiquement tout le dispositif, même celui du Nord de la Seine, en alimentant Rouen au passage ;
- . tracé plus court.

Ce réseau, dont la capacité est largement supérieure aux 500 millions de m³/an, comprend 900 km de conduites.

- Le réseau dut être adapté de façon plus substantielle en 1967 avec l'arrivée du gaz de GRONINGUE. Celui-ci présentait la particularité défavorable de contenir une proportion anormalement élevée d'azote (14 %), ce qui nécessitait une adaptation particulière des appareils d'utilisation. Les zones de province alimentées en gaz de Lacq ayant des besoins croissants, la Région Parisienne devait s'effacer à leur profit en utilisant en remplacement du gaz de GRONINGUE préalablement traité afin de le rendre interchangeable avec le gaz de Lacq. Les zones de placement Nord, Paris et Est s'imposaient donc : de la station de compression Taisnières-sur-Hon, point d'arrivée situé près de la frontière franco-belge, sont parties les trois artères suivantes :

- . l'artère d'Artois ;
- . l'artère destinée à alimenter Paris, dite "du Nord" rejoint l'artère de Sologne à Villiers-le-bel ;
- . l'artère de Lorraine descend jusqu'au réservoir souterrain de Velaine ; elle est complétée par l'artère de Champagne, irriguant l'Alsace jusqu'à Mulhouse. L'accroissement des quantités obtenu par les avenants au contrat de GRONINGUE devait conduire à doubler progressivement les trois artères principales. Ce réseau, d'une capacité de 12 milliards de m³/an, au départ de Taisnières, est constitué par 4 800 km de conduites et par sept stations de compression à une puissance totale d'environ 26 000 KW.

- A l'époque où fut signé le contrat franco-algérien destiné à approvisionner la France en gaz de SKIKDA, le gaz naturel semblait devoir se heurter à une forte concurrence du fuel oil lourd. L'estimation de la part du marché annuel qu'il pouvait conquérir fut donc modeste ; on décida de se limiter à une quantité globale de 3,5 milliards de m³/an à partir de 1977, débarquée à FOS afin d'alimenter cette zone et assurer des compléments d'approvisionnements à la région du Centre Est, ceci en vue d'éviter les frais de transport.

L'artère "du Rhône", entre Fos et Lyon fut mise en place.

On réalisa également l'artère de Provence jusqu'à Nice et l'artère du Languedoc jusqu'à Montpellier et Béziers.

./...

L'arrêt des fournitures algériennes en 1973-1974 devait avoir une incidence profonde sur l'architecture du réseau : afin d'assurer, en cas de rupture ou d'insuffisance d'approvisionnement, les transits interrégionaux nécessaires, on renforça dès 1975 l'artère du Centre Est. Ce doublement, effectué en 500 mm, fut terminé en 1976, la compression ayant été progressivement renforcée pour assurer un débit suffisant, compte tenu des fournitures assurées en pointe à partir des stocks réalisés à Tersanne et Etrez ainsi qu'à Fos avec un réservoir complémentaire de 80 000 m³ de G.N.L.

- Enfin, l'amorce d'un nouveau réseau de transport, posée en 1975, est constituée par la nouvelle artère du Nord de 240 km, d'un diamètre de 900 mm, et par une station de compression dite Taisnières B avec une puissance installée de 10 000 KW en phase initiale et de 15 000 KW en phase finale.

Par la suite, les artères et antennes installées se révélèrent parfois insuffisantes et il fallut les renforcer, soit par le doublement sur le même tracé, soit par la pose d'un autre ouvrage offrant la possibilité de nouveaux raccordements. Si le renforcement de la majorité des conduites n'a pas posé trop de problèmes, la conception et les renforcements successifs du réseau de transport dans les zones de grande agglomération ont ouvert des questions particulièrement complexes ; on peut, en effet, hésiter entre des structures en ceinture ou en étoile pour assurer, en même temps, la meilleure pénétration du gaz dans la zone et une interconnexion favorable à la sécurité d'approvisionnement. Indiquons seulement, sans trop entrer dans le détail, que l'on profite toujours des besoins de transit pour réaliser un tronçon d'une ceinture jugée optimale, mais que les canalisations radiales, indispensables pour assurer la pénétration dans les zones centrales, doivent être conçues de façon à éviter les renforcements inutiles des ceintures.

Les approvisionnements contractés récemment, qui proviennent ou proviendront de la Mer du Nord, d'URSS, d'Iran ou d'Algérie, imposent de nouveaux développements au réseau de transport français. Ce nouveau réseau comprendra un réseau Nord, un réseau Nord-Est et un réseau Ouest;

./...

Le renforcement du réseau a été défini d'une façon totalement nouvelle. Le gaz naturel alimentant déjà la quasi totalité du territoire, il n'y avait plus de tracé préférentiel intuitif, ni de contraintes avec les réseaux anciens. Seule la contrainte de régression du gaz de GRONINGUE au profit d'un gaz de plus haut pouvoir calorifique était à prendre en compte, mais elle était satisfaite par le passage à Taisnières de la canalisation réalisée en 1975 pour le gaz d'EKOFISK et par le passage à Velaine de la canalisation qui transiterait les gaz soviétique et iranien.

Il a fallu cette fois, en connaissant les points d'injection des nouvelles ressources et en se basant sur l'équilibre prévisionnel entre les ressources et les besoins pour l'ensemble du territoire, définir l'échéancier des canalisations nouvelles qui, satisfaisant l'ensemble des mouvements de gaz prévisibles, conduiraient aux dépenses actualisées minimales.

Les mouvements de gaz futurs sont par essence difficiles à cerner. Ils sont en effet affectés de nombreux aléas. L'expérience permet toutefois de situer les cas les plus extrêmes : ils correspondent au creux d'été, qui se situe vers le 15 Août, et à la pointe extrême, dite du risque 2 %, c'est-à-dire lorsque la température moyenne journalière atteint un niveau très bas ; pour une telle température, tous les réservoirs souterrains sont sollicités au maximum de leur possibilité de soutirage.

Afin de prendre en compte les problèmes posés par le stockage (réservoirs en aquifère et en massifs salins), les mouvements de gaz ont été étudiés dans l'éventualité d'une crise des approvisionnements en provenance de SKIKDA ou des gisements de la Mer du Nord.

L'examen des différents schémas de mouvements de gaz ainsi envisagés a permis de définir le tracé, les transits maximaux à retenir pour chaque artère ainsi que les diamètres économiques correspondants.

- Il est ainsi apparu que le réseau de transport du Nord-Est, destiné à recevoir les gaz iranien et soviétique en 1981, devait partir de la station de compression Velaine et être raccordé :

. à la Région Parisienne par "l'artère de Seine" depuis Langres jusqu'au poste d'Evry-Grécy où l'interconnexion complète était réalisée en 1978 ;

. à la région lyonnaise par "l'artère de Bourgogne" (l'artère du Centre Est avait été renforcée au maximum) ;

. aux régions de l'Est, actuellement alimentées en gaz de GRONINGUE, au moyen de l'artère du Nord-Est (1979).

./...

Ce réseau en "Y" ainsi défini aura une longueur totale de 550 km avec un diamètre de 900 mm pour le tronçon Erching-Velaine de l'artère du Nord-Est.

A titre d'exemple, la figure n° (annexe) donne les divers tracés qui furent estimés possibles.

-- Le futur réseau de l'Ouest devra acheminé, dès 1979-1980, le gaz algérien de Arzew.

L'éventualité d'avoir à utiliser des méthaniers de 2 à 300 000 m³ limitait le choix de débarquement aux ports de Dunkerque, Antifer, Montoir de Bretagne et le Verdon. Ce dernier étant trop au Sud, Dunkerque trop au Nord pour les besoins internes, les efforts furent axés sur Antifer et Montoir. Le premier était économiquement plus intéressant mais le Gouvernement, pour des raisons d'aménagement du territoire lui préféré Montoir.

Ce nouveau réseau sera raccordé :

++ à la zone technique Ouest : au poste de Nozay, point de départ des nouvelles artères Sud et Nord de la Bretagne, interconnectées avec les artères principales de la zone technique Centre ;

++ à la Région Parisienne ;

++ au stockage souterrain de Chéméry pour mieux assurer l'interconnexion avec le Centre.

Ces exemples sont significatifs car ils mettent en évidence la complexité des prévisions en matière d'approvisionnement et de transport du gaz.

L'analyse prévisionnelle ne peut porter que sur un horizon limité (1985-1986) ; au-delà, les incertitudes sur l'origine des futurs approvisionnements sont telles qu'un réseau surdimensionné pour en tenir compte entraînerait des dépenses immédiates sans certitude de contrepartie ultérieure.

Il est cependant avantageux de choisir un diamètre laissant la possibilité d'accroître la capacité de transport de 30 à 35 % avec des stations de compression restant à distance convenable.

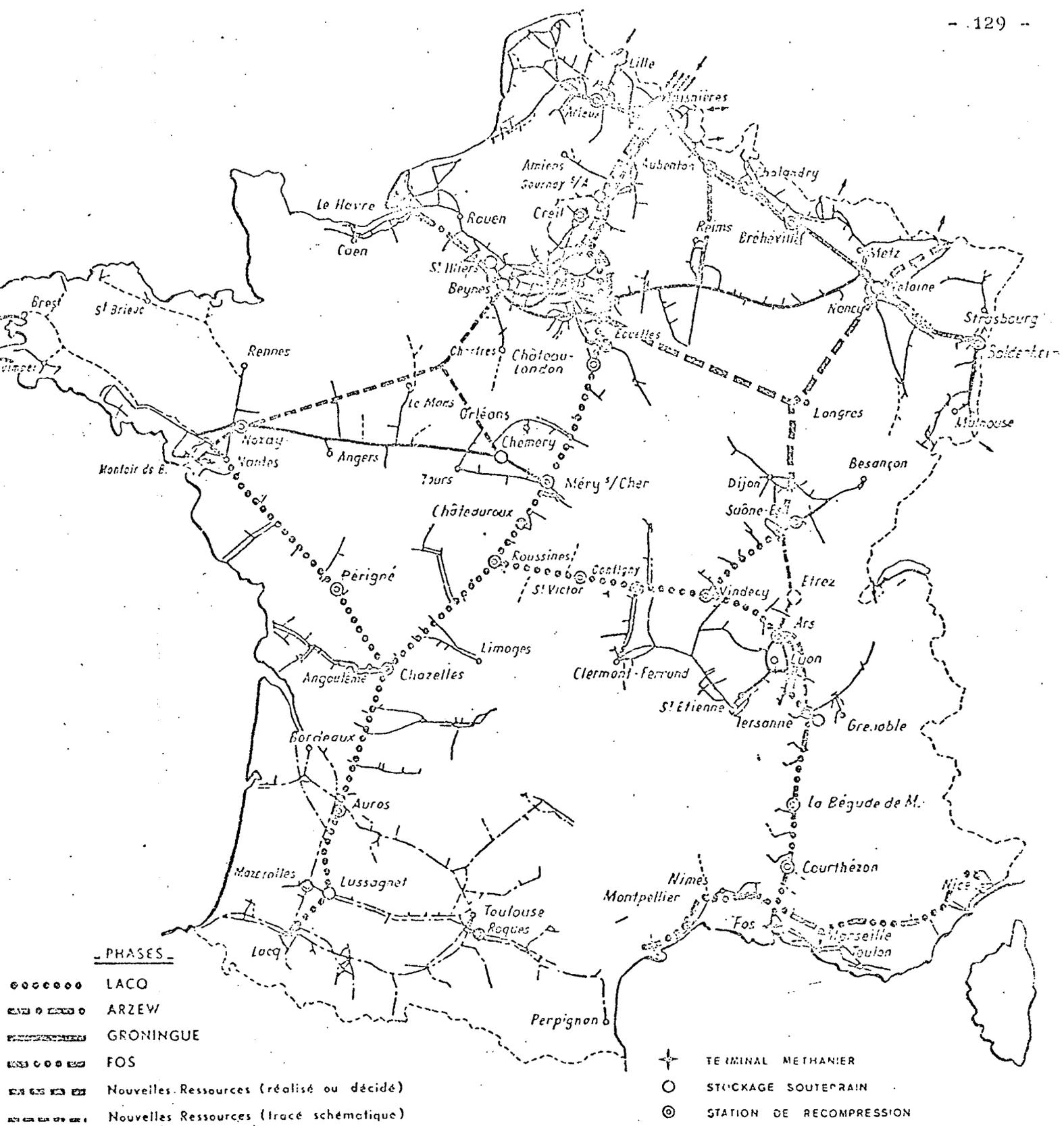
Le coût du transport des seuls approvisionnements assurés en est très peu affecté ; enfin, en plus de la possibilité de développement ultérieure évoquée ci-dessus, on bénéficie dans l'immédiat d'une moindre consommation d'énergie et d'une plus grande fiabilité des mouvements de gaz.

./...

Mais, le problème, en matière d'investissements en infrastructures de transport, est de définir, non pas des renforcements partiels pour chaque approvisionnement nouveau, mais l'optimum de renforcement global pour plusieurs approvisionnements importants. Pour cela, il faut établir de façon précise tous les mouvements de gaz prévisibles à moyen terme, les besoins énergétiques de chaque région, les contraintes de raccordement et de capacité pour chaque artère.

La chaîne de transport du gaz est donc assez longue et lourde ; on peut considérer qu'il s'écoule 4 à 5 ans entre la signature d'un contrat et la phase préliminaire des livraisons.

En outre, l'importance des travaux correspondants conduit aujourd'hui à examiner la situation au niveau européen : par exemple, l'aménée jusqu'en France des gaz soviétique et iranien exigera, en plus de la construction du réseau Nord-Est de la France, celle des réseaux du W.A.G. en Autriche et du Megal en Allemagne, d'une longueur totale de 900 km.



▲ Figure 1.

IV - SYNTHESE PAR LES COÛTS

Il faut en effet savoir que le prix du transport intervient de manière non négligeable et fort variable dans le coût global supporté par le consommateur.

Le coût du transport comporte deux éléments essentiels :

- les charges fixes, c'est-à-dire les amortissements et les frais financiers ;

- les frais d'exploitation proprement dits, comprenant à la fois des charges fixes et des charges liées à l'exécution du transport : charges de personnel, dépenses d'énergie, d'entretien, d'assurance, frais généraux, etc.

Les ouvrages de transport comportent des investissements importants. Plusieurs variantes sont en général possibles, certaines exigeant plus d'investissements mais moins de frais de fonctionnement que d'autres : par exemple, pour acheminer par canalisations un débit donné, on peut choisir le diamètre de la conduite et en déduire le nombre de stations de pompage, etc.

Sous réserve des contraintes particulières résultant de la rareté des ressources dont il peut disposer, le maître de l'ouvrage choisit la solution qui conduit au prix de revient actualisé minimal pour les transports qu'il pense pouvoir vendre pendant la période présumée d'exploitation.

L'unité de prix est le centime par tonne-kilométrique (base de calcul retenue habituellement pour chaque mode).

1 - LE CHARBON

1.1. Le transport maritime

Le marché de l'exportation des charbons n'a pas atteint les dimensions de son "équivalent pétrolier" ; les économies d'échelle non réalisées - du fait de la relative étroitesse du marché - expliquent des différences de coût de l'ordre de 30 % (pétroliers : 280 000 t Golfe Persique - Europe, minéraliers de 120 000 t Afrique du Sud - Le Havre : 0,42 c/T x k).

L'insuffisance des infrastructures portuaires (accessibilité des ports, déchargements et manutentions) grève les coûts de manière sensible ; ainsi, les prix de revient peuvent varier dans une fourchette de 15 à 22 %.

./...

Les différences de taille entre les navires, dûe notamment au sous-équipement de la côte Est des USA (exception faite d'HAMPTON ROADS) suffisent à expliquer des coûts allant du simple au quadruple.

Liaison	Tonnage du navire (t)	Prix de revient (cm/T x km)
Pologne - Rouen	25 000	2,17
Pologne - Le Havre	70 000	1,27
Hampton Roads - Dunkerque	85 000	0,59
Afrique du Sud - Le Havre	120 000	0,42

1.2. Le transport fluvial

Le prix de revient des transports fluviaux n'est pas seulement fonction du trafic et de la distance. Il dépend également pour une grande part des possibilités offertes par la voie fluviale : tirants d'eau, dimension des écluses... Les exemples choisis sont empruntés à un trafic relativement important -1 million de tonnes par an- et on a supposé qu'il était assuré dans des conditions optimale (convois poussés de 1 200 à 4 850 chevaux et automoteurs de 3 000 tonnes sur le Rhin).

Ces prix ont été majorés de 3 F par tonne du fait des frais de déchargement, et ceci de façon uniforme.

Prix de revient :

Basse Seine : prix décroissant de 7 à 4,8 centimes par t x km quand la distance varie de 150 à 350 km ;

Rhin : sans transport aval : 5 c/t x km, avec transport aval : 3,75 c/t x km pour une distance de l'ordre de 700 km.

./...

1.3. Le transport ferroviaire

Il n'existe pas en France de lignes ferroviaires spécialisées ; nous nous sommes donc intéressés au coût du transport sur lignes banalisées, beaucoup plus onéreuses que les premières.

L'infrastructure du réseau français n'autorise pas la circulation de trains de plus de 2 000 tonnes.

On constate qu'au début de l'année dernière, le transport du charbon par trains complets -frais de déchargement (3 F/t) inclus- était facturé à l'utilisateur dans les conditions suivantes :

150 km :	17 c/t x km
250 km :	14 c/t x km
400 km :	10 c/t x km
700 km :	8 c/t x km

On peut noter que de gros consommateurs comme EDF bénéficient de tarifs préférentiels.

1.4. Autres transports

- Route

Les coûts y sont très élevés -de l'ordre de 19 c/t x km- et rendent peu compétitive l'utilisation d'un tel mode ;

- Transport par canalisations

Un certain nombre d'installations de transport de charbon par canalisations sont en service dans le monde, notamment en Pologne, en Union Soviétique et aux U.S.A. En France, une réalisation de ce type fonctionne depuis 10 ans sur 20 kilomètres près de MERLEBACH en Lorraine.

Les prix de revient (> 1 000 km) de telles installations sont du même ordre que pour des transports par chemins de fer lourds spécialisés et se situent aux alentours de 5 à 6 centimes par tonne-kilométrique.

On peut facilement envisager la réalisation de chaînes intégrées type pétrole, susceptibles de diminuer sensiblement les coûts : la manutention du charbon sous forme liquide du lieu de production (USA) au lieu de consommation (centrales thermiques EDF) serait en effet plus facile et plus économique.

./...

2 - LE PETROLE2.1. Le transport du brut par pipelines

Le coût a été calculé sur les bases suivantes :

- 3 diamètres de pipelines : 20", 30" et 40" ;
- longueur : 500 km ;
- 8 stations de pompage fonctionnant à pleine capacité.

Le prix de revient à la tonne-kilométrique est indépendant de la longueur de la canalisation car les frais d'investissement et d'exploitation sont assez faibles en valeur relative.

On obtient :

	<u>Capacité</u>	<u>Prix de revient</u>
20"	10 Mt/an	1,56 c/t x km
30"	28 Mt/an	0,99 c/t x km
40"	56 Mt/an	0,75 c/t x km

Le coût du transport maritime sur un pétrolier de 280 000 tonnes est de 0,28 c/t x km, soit 1/3 de la valeur du transport terrestre par oléoducs de 40".

2.2. Le transport du pétrole raffiné

Un certain nombre de difficultés techniques nées des caractéristiques physiques différentes des produits et des fluctuations saisonnières non négligeables rendent le coût de ce transport 3 à 4 fois plus élevé que celui du brut. A titre d'exemple, le tarif moyen sur le réseau Le Havre-Paris était en 1973 de 3,8 c/t x km et 4,6 c sur le réseau Méditerranée-Rhône.

On peut retenir en première approximation que le coût du transport des produits finis par oléoducs peut varier de 1,5 c à 3 c pour un débit de 10 millions de tonnes par an, de 3 à 5 pour un débit de 5 millions de tonnes et il dépasse 8 c/t x km pour un débit de 500 000 tonnes par an.

./...

3 - LE GAZ NATUREL3.1. Transport par navires méthaniers

Le prix de revient du transport par méthaniers comprend deux termes, dont l'un est indépendant de la distance et correspond à la liquéfaction et à la regazéification et l'autre -le transport en lui-même- est fonction de la distance.

Prix de revient pour une distance de :	Liquéfaction et regazéification	Transport
1 000 km	1,4 c/10 ⁴ th	2,8 c/10 ⁴ th x km
15 000 km		1,2 c/10 ⁴ th x km

En additionnant les deux termes, on obtient un prix de revient unique d'une chaîne de 10 GM³ par an de méthane liquide qui décroît de 1,66 à 0,28 centimes/10⁴ thermies x km.

Les coûts du transport maritime (méthaniers) et terrestres (gazoducs) s'égalisent pour une distance de 4 500 km, la longue distance favorisant le transport maritime.

3.2. Le transport de gaz par canalisations

La structure de ce transport est identique à celle du pétrole brut (oléoducs). On considère différentes canalisations :

- de 30", 40" et 50" ;
- longueur : 1 000 km ;
- 10 stations de recompression ;
- utilisation : 90 % de la capacité maximale.

./...

Prix de revient par thermie-kilomètre (10⁴)

30" : 6,2 c/10⁴ th x km

40" : 4,9 c/10⁴ th x km

50" : 4,4 c/10⁴ th x km

On peut noter que le coût du transport par gazoducs est trois fois celui du transport par oléoducs (en centimes par thermie).

Tous les chiffres présentés sont tirés de l'étude sur "les coûts de l'énergie" (avril 1977).

FRANCE
GAZ NATUREL
Gazoducs
Situation fin 1975

Tracé	Longueur	Diamètre	Pression
	km	mm	atm
GAZ DE LACQ			
Lacq - Lussanet	55	600	68
Lussanet - Chazeilles - Roussines	545	600	68
Roussines - Chazeilles - Landon - Gennevilliers	250	500	68
Evaux - Châteaux - Troppes	56	600	68
Roussines - Vindocyc - Lyon	372	450/500/600	68
	103	300	68
	78	400	62
St-Sulpice-de-Vienne - Tassinay	33	500	68
Vindocyc - Champvans	150	250/300	68
	24	500	68
	44	450	68
	14	500	68
Méry-s-Cher - Cremery	42	600	79
Cremery - Nozay	245	450	79/68
Nozay - St-Pierre de Bretagne	45	300	68
Lusignea - Toulouse	132	400	68
Lacq - Langon	130	350	67
Langon - Laboune	50	300	60
GAZ D'ARFÈVE			
Le Havre - Paris	207	500/500	68/69
GAZ DE PAYS-BAS			
Artère de Paris :			
Fontenay-Trésigny - Tassinay-s-Mon	5	900	68
Tassinay-s-Mon - V. d'Artois	100	750	68
V. d'Artois - Ecl - Beynes	15	600	68
Beynes - St-Julien	30	750	60
Artère d'Artois :			
Tassinay-s-Mon - Eps	124	600/400	68
Artère de Lorraine et d'Alsace :			
Tassinay-s-Mon - Audenton	51	600	68
Audenton - Clémency-s-M	350	550/450/400	68
Audenton - Bergeres - Eps - Vertus	115	450/400	68
Artère de l'Est :			
Avrilly - A. Fortville	228	300	68
GAZ DE SICILE			
Artère Fos - Tursenne	214	600	68
Artère Tursenne - Voreppe	57	400	68
Artère de Provence Côte d'Azur :			
St-Martin-de-Crau - St. Cézaire sur Siagne	122	600/400	68
Artère de Languedoc :			
St-Martin-de-Crau - Montpellier - Beynes	164	400/200	68
GAZ DE LACQ			
Roussines - Vindocyc - Lyon	116	500/400	68
Vindocyc - Champvans	22	500	68
GAZ DES PAYS-BAS			
Artère d'Artois :			
Tassinay-s-Mon - Eps	18	600	68
Eps - Vertus	33	450	68
Artère de Lorraine et d'Alsace :			
Tassinay-s-Mon - Audenton	43	550	68
GAZ D'ARFÈVE			
Tassinay-s-Mon - Paris	242	600	68

STATIONS DE COMPRESSION "GAZ NATUREL"
(Réseau de transport et stockage souterrain)
situation au 1/1/75

135 b

Réseau	Station	Puissance installée kW	Capacité de transport en m ³ /jour	Compresseur	Moteur		
TRANSPORT Artère de Groningue	Taisnières	5 000	35 000 000	centrifuge centrifuge centrifuge centrifuge centrifuge	turbines à gaz		
	Aubenton	15 900					
	Brecheville	5 300					
	Baldersheim	5 300					
	Velaine	1 600					
Artère de l'Est	Avrilly	2 900	1 000 000	pistons	électriques		
Artère d'Auvergne	Saint Etienne	comp. 29 bars : 2 000 comp. 3 bars : 1 100	420 000 430 000	pistons palettes et pistons	électriques		
Artère de Lacq	Auros	7 500	15 000 000	pistons	moteurs à gaz		
	Chazelles	7 500					
	Roussines	4 500					
	Vandey	3 700					
	Saint Victor	9 000					
	Sainte	1 600					
	Méry sur Cher Châteaufoux	10 600 7 900					
Artère Lacq-Bordeaux	Mazerolles	900	2 800 000	centrifuge 3 étages	turbines à gaz		
Artère Castres-Carcassonne	Roquef	1 000	1 000 000	pistons	électriques		
Région de Marseille	Marseille	surp. 1 bar : 3 850	2 624 000	Roots centrifuge pistons palettes	électriques		
		comp. 4 bars : 1 600					
comp. 4 bars : 2 400							
comp. 7 bars : 450							
Toulon	comp. 35 bars : 3 950	215 000	pistons pistons pistons				
	comp. 4 bars : 600						
	comp. 9 bars : 1 000						
Nîmes	Nîmes	surp. 0,5 bar : 100 comp. 2 et 7 bars : 450	154 000	Roots palettes	électriques		
Sète	La Peyrade	comp. 1 bar : 370	105 000	palettes	électriques		
Montpellier	Montpellier	comp. 1 bar : 590	350 000	palettes	électriques		
Région de Lyon	Ars Tersanne	8 050	8 500 000	centrifuge centrifuge	turbines à gaz		
		5 200	7 200 000				
Région de Normandie	Le Havre	surp. 0,6 bar : 185 comp. 8 bars : 440	230 000	Roots palettes pistons	électriques		
	Caen	comp. 11 bars : 1 140	144 000				
Région de Nice	Nice	surp. 0,6 bar : 250	435 000	centrifuge palettes pistons	électriques		
		comp. 7 et 15 bars : 2 800					
		comp. 20 bars : 1 350					
	Cannes	surp. 0,4 bar : 140	190 000	Roots palettes et pistons			
		comp. 4 bars : 800					
		comp. 4 bars : 350					
recomp. 12 bars : 400	120 000	pistons	diesel électriques				
recomp. 10 bars : 600	160 000 150 000						
Strasbourg	Strasbourg	comp. 9 et 15 bars : 1 550	300 000	pistons	électriques		
Chambéry	Chambéry	comp. 11 bars : 520	85 000	pistons	électriques		
Région parisienne	Landy Aifortville	surp. 0,3 bar : 3 100	5 760 000	centrifuge centrifuge et axiaux	électriques		
		surp. 0,2 et 1,2 bar : 13 750	9 000 000				
		comp. 10 bars : 6 160	1 450 000				
		comp. 20 bars : 6 160	1 450 000				
	Creil Miry-Mory	25 bars : 2 400	1 000 000	centrifuge centrifuge centrifuge	turbines à gaz		
		1 600	1 250 000				
4 000	2 000 000						
STOCKAGE SOUTERRAIN	Beynes	2 000	Injection : 1 000 000	Soutirage : 1 500 000	pistons	moteurs à gaz	
			7 800 000				10 000 000
	Saint-Eliers	1 500 6 000	-	-	-	pistons centrifuge	électriques turbines à gaz
	Chernery	5 150	-	-	-	pistons	moteurs à gaz
	Tersanne	1 100	-	-	-	pistons	moteurs à gaz
Lussagnet	3 000	-	-	7 500 000	pistons	moteurs à gaz et électriques	
Velaine	6 000	-	2 500 000	4 000 000	pistons	automatiques	

Unité Km

Exploitants	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Gaz de France ; N. N. et Régies (dont affermé à la CeFeM)	10728 (2543)	10991 (2591)	11083 (2595)	11380 (2595)	11562 (2732)	11721 (2853)	12261 (2912)	12696 (3172)	13310 (3647)	13761 (3660)	13950 (3760)	14660 (3928)	15010 (4079)	15623 (4353)	15988 (4420)
Société Nationale Elf Aquitaine	92	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Société Nationale du gaz du Sud-Ouest (dont propriété de l'Entreprise de Recherches et d'Activités Pétrolières)	1516 (746)	1635 (794)	1637 (789)	1535 (794)	1932 (804)	2015 (808)	2072 (808)	2200 (808)	2310 (808)	2470 (809)	2623 (809)	2700 (790)	2750 (790)	3057 (790)	3072 (808)
Houillères du Nord et du Pas-de-Calais	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	81	82
TOTAL	12448	12834	12928	13223	13702	13944	14541	15104	15828	16439	16781	17568	17974	18857	19238

Sources : Statistiques de l'Industrie Gazière en France.

C - LES PERSPECTIVES DU TRANSPORT DE L'ENERGIE EN 1985-2000

I - PRESENTATION METHODOLOGIQUE

- POURQUOI LES SCENARIOS ?

Afin de pouvoir établir des prévisions de trafic 1985-2000, il s'est révélé indispensable de définir des hypothèses économiques de croissance énergétique d'une part, de croissance tout court d'autre part ; ces deux phénomènes sont en effet étroitement liés : la croissance économique détermine un certain volume de consommation énergétique que seules les économies d'énergie volontaires ou imposées sont susceptibles de moduler. Il a été possible d'établir une élasticité de la consommation d'énergie/PIB au cours des années passées. Celle-ci s'est révélée un bon instrument d'analyse ; il conviendra dans l'avenir de la corriger en fonction des perspectives d'économies d'énergie réalisables.

Le problème a été envisagé dans une optique macro-économique. Au cours de cette étude, nous avons constaté que, dans l'ensemble, le secteur des transports suivait la croissance économique. Le rythme des consommations énergétiques lié à une politique donnée détermine la politique du transport de l'énergie. Cette étroite dépendance a conduit à une concentration du transport de l'énergie sur deux axes essentiels : ce type de transport a dû s'adapter à la concentration urbaine et de ce fait, à la concentration des consommations qu'a connu la France au cours de ce dernier quart de siècle. Si la consommation d'énergie a gagné des campagnes qui se vidaient, les économies d'échelle réalisées sur les très grosses installations donnèrent lieu à un transport de l'énergie par alimentations directes de grosses capacités. La résultante de ces deux données quelque peu contradictoires s'est trouvée être un réseau de transport de l'énergie à la fois dense et très concentré.

...

LE CHOIX DES SCENARIOS ENERGETIQUES

Plusieurs hypothèses concernant la croissance économique d'une part et les économies d'énergie réalisables d'autre part, nous ont fait choisir quatre hypothèses énergétiques.

Trois types de croissance ont été retenus :

- la première d'entre-elles est celle du VIIe plan, fondée sur un rythme de croissance moyen de 5 % par an jusqu'en 1985 ;

- la seconde, sans doute plus réaliste, voit la P.i.b. progresser de 4 % par an jusqu'en 1985 ;

- enfin la dernière hypothèse, qui suppose un accroissement du chômage très important, tourne autour de 2,5 % par an jusqu'en 1985.

Une variante des hypothèses allant du simple au double est susceptible d'affecter de façon durable le transport de l'énergie.

Le choix des élasticités caractérise les possibilités d'économies d'énergie dans un futur proche.

Nous avons considéré deux éventualités.

Un maintien de l'élasticité voisine de 0,92, ce qui correspond à une absence quasi-totale d'économies d'énergie. La courbe des années 1975-1976 semblait, après les économies de 1974-1975, retrouver la même allure que précédemment ; l'élasticité aurait été en fait peu touchée globalement, "l'accident de parcours" une fois passé.

L'autre hypothèse, celle du VIIe plan, nécessite de très fortes économies d'énergie ; elle se situe en moyenne, en tenant compte de l'énergie consommée dans le passé, à $e = 0,83$ et, dans un calcul à la marge, autour de 0,60. Ceci s'explique par le fait que les installations nouvelles consommeront moins d'énergie et seront plus vite renouvelées avec une croissance plus forte.

Les scénarios retenus sont finalement au nombre de quatre.

...

1. - Scénario 1 : H1

Nous avons considéré qu'une forte croissance, de l'ordre de 5 % entraînerait des économies d'énergie faibles mais non négligeables, et ceci pour les raisons suivantes.

a) - faibles

- Une croissance forte suppose un prix de l'énergie relativement stable, voire même en baisse, du fait des conséquences sur la balance des paiements ; la contrainte de l'équilibre extérieur ayant des répercussions défavorables sur la croissance interne. Une énergie peu coûteuse ne pèserait pas sur les prix de revient et ne favoriserait donc pas les économies d'énergie.

- La crainte soulevée par les problèmes de l'énergie s'estomperait et les gains en productivité permis par la croissance effaceraient la nécessité d'économiser de l'énergie : "on peut se permettre de gaspiller".

- L'abondance ne favoriserait pas un quelconque changement dans les habitudes de consommation aussi bien des industriels que des ménages.

- Une politique d'économies d'énergie moins active, dûe au fait que l'importance politique du problème apparaîtrait moins fondamentale.

b) - mais non négligeables

- Un renouvellement des équipements plus rapide entraînerait des gains en énergie sensibles, du fait des modifications techniques nées de la crise de l'énergie.

- Une forte croissance peut donner à un gouvernement des moyens d'intervention d'autant plus efficaces qu'ils sont moins contraignants. Une telle politique incitative, indépendante de la croissance, serait susceptible de trouver un accueil favorable.

De tels arguments tendraient à admettre une consommation d'énergie primaire totale de l'ordre de 270 millions de Tep, plus proche des 290 millions de Tep réalisés sans économie d'énergie que des 240 millions réalisés avec.

...

2. - Scénario 2 : H2 et scénario 3 : H3

Une croissance moyenne de 4 % a été envisagée sous deux angles différents :

- avec des économies d'énergie, la consommation serait de 225 millions de Tep ;

- sans économie d'énergie, elle serait de 245 millions de Tep.

Différents facteurs peuvent influencer l'une ou l'autre des hypothèses.

a) - hypothèse H2 avec des économies d'énergie

- Le maintien d'un chômage relativement important et d'un prix du pétrole élevé donnent au problème de l'équilibre de la balance des paiements toute son actualité ;

- le secteur des économies d'énergie serait à la fois : un moteur de la croissance et un facteur de rééquilibre de la balance des paiements. Il pourrait dans une économie encore convalescente être fortement soutenu par les pouvoirs publics.

b) - hypothèse H3 sans économie d'énergie

On peut concevoir le prolongement de la situation actuelle illustrée par un moindre renouvellement des équipements et des habitudes de consommation à l'inertie marquée.

3. - Scénario 4 : H4

Une croissance faible (2,5 %) avec des économies d'énergie donnerait une consommation d'énergie primaire de 125 millions de Tep. Un tel résultat serait atteint à cause de l'urgence des problèmes d'équilibre de balance des paiements et de la politique active que l'état serait obligé de mener.

Il est évident que les problèmes du prix de l'énergie et de l'équilibre de la balance des paiements est central. Les deux aspects du prix -prix intérieur et prix mondial- laissent une marge de manoeuvre assez importante à chaque gouvernement ; c'est en particulier par ce biais qu'une politique d'économies d'énergie pourrait être menée efficacement.

...

II - PERSPECTIVES 1985

Les sept années qui nous séparent de l'horizon 1985 tendent à donner une certaine homogénéité à l'ensemble de nos scénarios. Des contraintes communes peuvent être dégagées ; les choix économiques et politiques effectués sont cependant susceptibles d'en révéler les limites.

- I - On peut cerner deux grands types de contraintes : les premières sont liées à la répartition entre les différentes sources d'énergie, les secondes sont relatives à l'infrastructure actuelle des transports.

Les grands axes de la politique énergétique menée à l'horizon 1985 sont d'ores et déjà connus. Les inerties de la chaîne énergétique sont telles que les choix accomplis aujourd'hui verront leur réalisation en 1985. C'est ainsi que l'évolution quasi certaine de la production de quelques grandes sortes d'énergie primaire nous permet d'appréhender aisément la structure énergétique à l'horizon 1985.

- Le potentiel d'énergie électrique primaire est dans l'ensemble connu. Compte tenu des retards en cours, l'ensemble du programme nucléaire représentera 42 millions de Tep. Les délais de construction, six à sept ans en moyenne, et la volonté politique réaffirmée en la matière rendent ce chiffre des plus vraisemblables. Seule une croissance particulièrement faible et des mouvements écologiques de grande ampleur seraient susceptibles de l'affecter. On trouvera en annexe le détail du programme nucléaire français.

L'ensemble des grands sites hydrauliques étant déjà équipé, les perspectives de production d'électricité d'origine hydraulique sont limitées. On prévoit en 1985 une production de 14 millions de Tep, en augmentation de moins de 10 % par rapport à 1975. Il est à noter qu'en toute hypothèse, le coût des investissements en hydraulique se révélant très supérieur à celui du nucléaire, les quelques rares sites encore aménageables ne le seront pas à l'horizon 1985.

- L'ensemble des énergies nouvelles (soleil, vent, marée, géothermie) sera encore en 1985 dans une phase de recherche opérationnelle. L'attrait d'être disponible sur le sol national et sous des volumes très importants ne suffit malheureusement pas, aujourd'hui, à compenser les inconvénients nés d'une mobilisation à des coûts souvent prohibitifs et d'une capacité à être transformée et distribuée encore inexistante. L'ensemble des prévisions laisse à penser qu'une production de 3 millions de Tep est envisageable à l'horizon 1985.

- Des contrats d'approvisionnement à long terme ont déjà été signés (cf. annexe) dans le but de fournir à la France les quelques 37 millions de Tep de gaz proposés par le VIIe plan en raison des délais (5 à 6 ans) existants entre la signature d'un contrat et son exécution, il sera difficile d'envisager une augmentation supplémentaire d'approvisionnements à l'échéance 1985. L'inertie de la chaîne gazière (pose de gazoducs, alimentation de la clientèle) et les limites d'une conversion des utilisateurs potentiels à ce type d'énergie suffisent à expliquer la part relativement faible (16 %) quoique en augmentation (11 % en 1975) constante du gaz dans l'ensemble de notre approvisionnement en énergie primaire.

- La conversion des industriels au charbon, même si elle est avantageuse, ne peut être à l'horizon 1985 que très marginale (3 Mtep en 1985). Les besoins naissent de deux grands utilisateurs (l'E.D.F. et la Sidérurgie).

La réalisation du programme nucléaire en 1985 va entraîner la fermeture d'un certain nombre de centrales thermiques qui s'avèreront alors peu rentables. E.D.F. prévoit en 1985 une consommation de l'ordre de 9 à 11 Mtep selon la décote du prix du charbon par rapport au pétrole, soit 50 % de moins qu'en 1976.

Les besoins sidérurgiques sont dans l'ensemble connus (10 Mtep). En cas de croissance forte, les gains de productivité seront importants et suffiront en grande partie à compenser les besoins nouveaux d'ailleurs relativement limités (8,4 Mtep en 1976). La hausse des besoins des cokeries (3 Mtep contre 2,5 Mtep) ne compensera pas la baisse de la consommation du résidentiel et du tertiaire (4,3 Mtep en 1976 et 2,3 en 1985).

En toute hypothèse, les besoins globaux en charbon après un maximum de 35 Mtep en 1980 se situeront dans une fourchette de 25 à 30 Mtep suivant les scénarios.

- La souplesse d'utilisation du pétrole et la surcapacité de la chaîne pétrolière font de ce type d'énergie l'élément d'ajustement indispensable et incompressible de toute politique énergétique. Il est néanmoins impossible de prévoir une réduction très importante de la part de cette énergie ; les secteurs du transport et la majorité des industries resteront des utilisateurs privilégiés du pétrole.

Les contraintes engendrées par les infrastructures de transport viennent s'ajouter à celles mentionnées ci-dessus.

L'électricité pose, en la matière, deux types de problèmes : celui, bien connu de l'implantation des centrales nucléaires (près des fleuves afin d'assurer un refroidissement suffisant, près des centres de consommation si possible). L'éloignement des lieux de production laisse entrevoir des difficultés en matière de transport. La pose des lignes soulève des problèmes d'ordre écologique en raison de la dégradation du paysage et des pertes en énergie qu'elle occasionne.

En revanche, les problèmes liés au transport du charbon sont d'une autre nature. Les infrastructures portuaires (quais minéraliers) existent ou peuvent être facilement adaptées aux besoins prévus pour les sept années à venir ; mais de réelles difficultés apparaissent au niveau du transport intérieur. Elles concernent essentiellement l'alimentation des centrales thermiques surtout celles de la région parisienne : le réseau de voies navigables du bassin de la Seine sera très vite saturé et ne pourra répondre à la pointe maximale prévue pour 1980. Les difficultés structurelles de la batellerie ne feront qu'accentuer ces difficultés.

En outre, nos infrastructures ferroviaires se sont mal adaptées à la reconversion de nos besoins charbonniers. Il est vraisemblable que seules les lignes du Nord et du Nord-Ouest connaîtront une très forte activité tandis que celles du Centre et de l'Est seront moins exploitées.

Tant au niveau de l'infrastructure portuaire que du transport intérieur de pétrole, aucune difficulté sensible n'apparaîtra à l'horizon 1985. La récente mise en service des deux plus gros terminaux pétroliers d'Europe au Havre (Antifer) et à Marseille (Fos) suffisent amplement pour une quinzaine d'années. Seuls quelques postes pétroliers supplémentaires seront sans doute nécessaires. La sous-utilisation (50 %) des pipelines et la faculté d'adaptation du transport routier permettent d'envisager l'avenir en la matière de façon sereine.

II - Les quatre scénarios que nous avons choisi résultaient des choix économiques et de la politique énergétique qui nous est proposée à l'horizon 1985.

1. - Scénario H1

Les hypothèses suivantes sont retenues :

- une croissance de 5 % par an de 1976 à 1985,
- une consommation globale d'énergie de 270 Mtep, qui correspond à une élasticité marginale de 0,91.

La répartition entre les différentes sources d'énergie primaire est la suivante :

a) - électricité primaire

- . Nucléaire..... 42 Mtep (maintien du programme actuel)
- . Hydraulique..... 14 Mtep (potentiel équipable)
- . Σ 56 Mtep soit 20,7 %

b) - gaz

37 Mtep soit 13,7 % (fournitures des contrats signés)

c) - charbon

30 Mtep soit 11,1 % dont :

- . 8,0 million : production nationale
- . 14,7 millions : approvisionnements déjà couverts
- . 7,3 millions : besoins non couverts

d) - énergies nouvelles

3 mtep soit 0,1 % (potentiel existant)

e) - pétrole

144 Mtep soit 53,3 %.

Les autres données étant relativement fixes, le pétrole est le facteur d'ajustement des besoins en énergie primaire.

Prévisions de trafic envisagées :

- pétrole

Equation de transport : source SAEI

$$\text{Log TK} = 0,898 \log I - 1,732$$

TK = tonnes kilomètres

I = indice consommation pétrole 1985 base 100 en 1962.

Trafic 1985 : 42 milliards de TK

Trafic 1976 : 35 milliards de TK

Ce qui compte tenu des surcapacités actuelles ne pose pas de problème.

- charbon

L'équation de trafic charbonnier existe mais elle ne peut être retenue compte tenu de la modification des sources d'approvisionnements. Nous allons donc tenter d'évaluer directement la génération de trafic charbonnier à partir des différents utilisateurs. Dans cette évaluation globale, nous distinguerons les trois principaux consommateurs de charbon ; les prévisions de consommation ont été effectuées par la Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon du Ministère de l'Industrie.

- sidérurgie

Ses besoins seront de l'ordre de 9,4 millions de tep, soit 14 millions de Tec (11 % de plus qu'en 1976). La production nationale (bassin de Lorraine) couvrira 2,8 millions de tep ; les contrats à long terme déjà passés garantiront un approvisionnement de 5,8 Mtep, avec la répartition suivante :

. Pologne.....	1,67 Mtep
. USA.....	1,33 Mtep
. Allemagne.....	2,8 Mtep

Les 0,8 million de tep manquant devraient pouvoir être obtenu par renouvellement des contrats avec l'Allemagne et l'Australie. Les livraisons en provenance de Pologne et des Etats-Unis arriveront dans les ports de Dunkerque et de Fos et seront directement absorbés par la sidérurgie locale, sans qu'il y ait besoin de transport intérieur.

Le trafic charbonnier à destination de la sidérurgie se limitera donc :

...

- aux livraisons du bassin houiller de Lorraine (par chemin de fer) ;

- aux livraisons en provenance d'Allemagne (Sarre et Rhur) vers les usines sidérurgiques du Nord et de Lorraine (par fer et par Thionville).

- E.D.F.

Les centrales thermiques E.D.F. ne consommeront plus qu'environ 9 Mtep (13,5 Mtec). Les livraisons des Charbonnages de France se situeront au niveau de 1 Mtep. Un seul contrat à long terme, le contrat polonais, couvrira les besoins d'E.D.F. pour 1 Mtep. Les investissements entrepris pour la mise en valeur des mines en Afrique du Sud, Australie, Inde, Indonésie et certains pays d'Amérique du Sud devraient permettre de trouver sur le marché international des tonnages suffisants pour satisfaire les besoins. Quels que soient les pays d'origine cités, le charbon importé par E.D.F. sera débarqué dans les ports du Havre et de Rouen (accessoirement Dunkerque pour les besoins des quelques centrales implantées dans le Nord) et sera acheminé par voies navigables vers les centrales du bassin de la Seine qui seront encore en fonction. Là encore, le trafic sera très faible et se concentrera principalement sur la Seine et ses canaux ; Ces voies navigables seront utilisées au maximum de leur capacité jusqu'en 1983-1983, avant le relais nucléaire.

- Foyers domestiques, industrie, petite industrie

La consommation totale de ce secteur sera environ de 6,7 Mtep (soit 10 Mtec). Une forte croissance entraînera une augmentation de la consommation industrielle. La progression de l'utilisation du charbon dans l'industrie ne sera guère freinée d'ici 1985 ; compte tenu de l'apparition tardive du nucléaire sur le marché énergétique industriel (1982-1983), la reconversion des équipements se fera lentement et aura un faible impact sur les consommations de 1985.

On peut donc envisager un besoin important de charbon d'ici 1985. La production nationale couvrira 1,87 Mtep, le solde (4,83 Mtep) sera constitué par les importations en provenance d'Allemagne, de Pologne et d'URSS. Le charbon importé par voie maritime débarquera dans les différents ports du littoral pour être ensuite acheminé vers les zones industrielles locales, les besoins étant répartis sur l'ensemble du territoire. Le charbon allemand empruntera essentiellement la voie ferrée.

Le trafic charbonnier peut donc être évalué de la façon suivante :

- pour le fer

La fermeture progressive des houillères de bassin diminuera considérablement le trafic charbonnier de la SNCF qui se limitera aux importations en provenance d'Allemagne et à quelques trafics interrégionaux. On peut évaluer ce trafic à 1,8 Mt/km (soit 50 % de moins qu'en 1976, correspondant à la baisse de production intérieure).

- pour la voie d'eau

Les centrales thermiques seront responsables d'un trafic fluvial de l'ordre de 0,4 Mde tk (maintien au niveau de 1976). Les tonnages transportés vont augmenter sensiblement jusqu'en 1982-1985 et diminuer ensuite mais la distance parcourue par tonne de marchandise se maintiendra au même niveau, les principaux flux restant inchangés. Faute de plus de précision, on estime qu'il y aura compensation des deux phénomènes.

Le trafic fluvial destiné aux autres consommateurs que l'E.D.F. va connaître une décroissance rapide qui le portera au niveau de 0,3 milliard de tk en 1985 (62 % de moins qu'en 1976, suite à la fermeture des houillères du Centre Midi et du Nord et à l'extrême concentration des consommateurs).

Avec la route, dont les flux sont difficiles à évaluer, le trafic charbonnier total se situera aux alentours de 2,8 Mtk.

2. Scénario H2

- Hypothèses

- . croissance de 4 % de 1976 à 1985
- . consommation globale de 245 Mtep, ce qui correspond à une élasticité marginale de 0,88.

- Répartition énergétique

a) - électricité primaire

nucléaire.....	42 Mtep (cf programme)
hydraulique.....	14 Mtep
soit	56 Mtep (22,86 %).

...

- b) - Gaz
37 Mtep (soit 15,6 %)
- c) - charbon
30 Mtep (soit 12,25 %)
- d) - énergies nouvelles
3 Mtep (1 %)
- e) - pétrole
119 Mtep (48,57 %)

- Prévisions de trafic

- pétrole

Trafic 1985 : 35,4 Milliards de TK (sensiblement équivalent au trafic 1976).

- charbon

1985 : trafic : 2,8 Mde tk
1976 : trafic : 5,36 M de TK

3. - Scénario H3

- Hypothèses retenues

- . croissance de 4 % de 1976 à 1985
- . consommation globale de 225 Mtep avec une élasticité à la marge de 0,685.

- Répartition énergétique

a) - électricité primaire

nucléaire..... 42 Mtep
hydraulique.....14 Mtep
soit56 Mtep (soit 24,9 %).

b) - gaz

37 Mtep (soit 16,4 %)

c) - charbon

30 Mtep (soit 13,3 %)

d) - pétrole

99 Mtep (soit 13,3 %)

e) - énergies nouvelles

3 Mtep (0,1 %).

- prévisions de trafic

. pétrole : trafic 1985 30 milliards de TK

. charbon : trafic 1985 2,8 milliards de TK
trafic 1976 5,36 milliards de TK

4. - Scénario H4

- hypothèses retenues

- . croissance de 2 % de 1976 à 1985
- . consommation d'énergie totale de 195 Mtep, correspondant à une élasticité à la marge de 0,57 (une consommation de 200 Mtep donnerait une élasticité de 0,7 !!).

- répartition énergétique

a) - gaz

37 Mtep (soit 18,98 %)

b) - électricité primaire

nucléaire.....	30 Mtep
hydraulique.....	14 Mtep
soit	44 Mtep (soit 22,56 %)

c) - charbon

25 Mtep (soit 12,82 %)

d) - énergies nouvelles

3 Mtep (0,1 %)

e) - pétrole

86 Mtep (44,1 %)

Nous avons supposé qu'une très faible croissance aurait des conséquences notables :

- le nucléaire subirait les effets d'un sous investissement national. Les besoins en énergie, réduits par les difficultés économiques, ne justifient plus de tels investissements. De plus, un tel programme risquerait fort de se heurter aux revendications écologiques à un moment où il ne se révèle plus indispensable ;

- nous avons supposé une baisse moyenne de la consommation de charbon, due surtout aux difficultés que rencontreraient la sidérurgie dans une telle période économique. En outre, les besoins d'E.D.F. n'augmenteront pas de façon notable pour les mêmes raisons. Quant au gaz, l'approvisionnement restera identique.

- prévisions de trafic

. pétrole : trafic 1985 : 26,45 Milliards de TK

. charbon : le maintien, voire l'accroissement des besoins de l'E.D.F. compensera la diminution des consommations de la sidérurgie ; le trafic charbonnier sera donc peu affecté et l'on peut penser que des besoins nouveaux favorisés par la décote du prix relatif du charbon par rapport au fuel et au nucléaire compenseront les pertes de consommation provoquées par la crise industrielle. Le trafic pourra se maintenir au niveau 2,5 milliards de TK.

HORIZON 1985

en millions de TEP

DONNEES HYPOTHESES	CONSTANTES			VARIABLES		
	GAZ	HYDRAULIQUE	EN. NOUVELLES	NUCLEAIRE	CHARBON	PETROLE
Hypothèse 1	37	14	3	42	30	144
Hypothèse 2	37	14	3	42	30	119
Hypothèse 3	37	14	3	42	30	99
Hypothèse 4	37	14	3	30	25	86

	Σ C	C PETROLE 1985	TRAFIC 1985	TRAFIC 1976	C CHARBON 1985	TRAFIC 1985	TRAFIC 1976	C GAZ 1985	PRODUCTION HYDRAULIQUE	PRODUCTION NUCLEAIRE	C ENERGIES NOUVELLES
<u>HYPOTHESE 1</u>		144	42	35	30		5,36	37	14	42	3
Part dans le bilan énergie											
• 1985 (en %)	270	(53,3)			(11,1)			(13,7)	(5,2)	(15,6)	(1,1)
• 1976	175	(61,0)			(15,6)			(10,0)	(7,4)	(1,0)	(-)
<u>HYPOTHESE 2</u>		119	35,4	35	30		5,36	37	14	42	3
Part dans le bilan énergie											
• 1985 (en %)	245	(48,57)			(12,25)			(15,6)	(5,7)	(17,1)	(1,2)
• 1976	175	(61,0)			(15,6)			(10,0)	(7,4)	(1,0)	(-)
<u>HYPOTHESE 3</u>		99	30	35	30		5,36	37	14	42	3
Part dans le bilan énergie											
• 1985 (en %)	195	(44,0)			(13,3)			(16,4)	(6,2)	(18,7)	(-)
• 1976	175	(61,0)			(15,6)			(10,0)	(7,4)	(1,0)	(-)
<u>HYPOTHESE 4</u>		86	26,45	35	25		5,36	37	14	30	3
Part dans le bilan énergie											
• 1985 (en %)	195	(44,1)			(12,8)			(19,0)	(7,0)	(15,3)	(2)
• 1976	175	(61,0)			(15,6)			(10,0)	(7,4)	(1,0)	(-)

- C : consommation en millions de TEP
- P : production en millions de TEP
- T : trafic en milliards de tkm.

LE PROGRAMME NUCLEAIRE FRANCAIS (PWR)
(programme réalisé, en cours, et perspectives)

ANNEE DE PROGRAMME	SITES	PUISSANCE ELECTRIQUE NETTE (Mw)	DATE DE MISE EN SERVICE INDUSTRIELLE	CAPACITE INSTALLEE EN FIN D'ANNEE (NUCLEAIRE TOTAL)
				(2 810)
1970	FESSENHEIM 1	890	1977	(3 700)
1971	FESSENHEIM 2	890	1978	
1971	BUGEY 2	925	1978	
1972	BUGEY 3	925	1978	(6 440)
1973	BUGEY 4	905	1979	
1974	BUGEY 5	905	1979	
1974	TRICASTIN 1	925	1979	
1974	GRAVELINES B1	925	1979	
1974	DAMPIERRE 1	905	1979	
1974	TRICASTIN 2	925	1979	(11 930)
1974	GRAVELINES B2	925	1980	
1975	DAMPIERRE 2	905	1980	
1975	TRICASTIN 3	925	1980	
1975	GRAVELINES B3	925	1980	
1975	DAMPIERRE 3	905	1980	
1975	TRICASTIN 4	925	1980	(17 440)
1975	BLAYAIS 1	925	1981	
1976	GRAVELINES B4	925	1981	
1976	DAMPIERRE 4	905	1981	
1976	ST LAURENT B1	905	1981	
1976	ST LAURENT B2	905	1981	(22 930)
1976	CHINON B1	905	1982	(24 740)
1976	PALUEL 1	1 300	1983	(28 800)
1977	BLAYAIS 2	925	1981	
1977	CHINON B2	905	1982	
1977	PALUEL 2	1 300	1984	(34 500)
1977	BLAYAIS 3	925	1983	
1978	BLAYAIS 4	925	1983	
1978	CRUAS 1°	905	1983	
1978	CRUAS 2°	905	1984	
1978	PALUEL 3	1 300	1984	
<u>perspectives :</u>				
1979	CRUAS 3°	905	1984	
	CRUAS 4°	905	1985	(38 000)
1979	ST MAURICE 1°	1 300	1984	
1979	FLAMANVILLE 1	1 300	1985	
1979	PALUEL 4	1 300	1985	
1980	(5 tranches)	(5 x 1 300)	1986	(44 500)
1981	(4 tranches)	(4 x 1 300)	1987	(49 700)
1982	(4 tranches)	(4 x 1 300)	1988	(54 900)
1983	(4 tranches)	(4 x 1 300)	1989	(60 100)
1984	(4 tranches)	(4 x 1 300)	1990	(65 300)
1985	(3 tranches)	(3 x 1 300)	1991	(69 200)

III - PERSPECTIVES 2000

Les hypothèses de transport de produits énergétiques en 1985 faisaient appel à quelques variables soumises à des contraintes qui limitaient les choix envisageables.

Les scénarios de l'an 2000 relèvent d'un autre type de raisonnement ; il n'est plus possible de projeter les données actuelles sous peine d'obtenir une multitude de cas d'où il serait difficile de tirer des perspectives intéressantes. En revanche, la méthode retenue, consistant à sélectionner trois scénarios à partir de trois évaluations divergentes de consommation d'énergie, présente des avantages multiples, tant au niveau de la clarté de l'exposé qu'à celui de la sensibilité des transports aux choix énergétiques.

I - SCENARIO "PERVENCHE"

Le scénario pervenche correspond à un monde où le nucléaire aurait remédié aux problèmes énergétiques à court et à moyen terme ; le progrès technique serait en voie d'assurer une énergie infinie à un coût acceptable.

Un tel cadre est sous-tendu par une croissance économique relativement forte (4 %/an) compte tenu d'une baisse de la population, résultat d'un taux de fécondité actuel insuffisant pour assurer le renouvellement démographique.

Les consommations d'énergie primaire s'élèveraient à 400 Mtep en l'an 2000, soit 2,2 fois celles de 1976 (175 Mtep). Ceci correspond à une élasticité marginale de 0,91 entre 1976 et 1985 et de 0,73 entre 1985 et 2000. Ce dernier chiffre est compatible avec une forte croissance dans la mesure où les besoins en énergie seront, dans certains domaines, proches de la saturation.

...

Dans le secteur domestique et tertiaire, on peut s'attendre à une décélération importante de la consommation pour deux raisons essentielles.:

- une démographie stabilisée entraînera une saturation de la demande de logements, saturation déjà perceptible de nos jours (450 000 logements par an pour les années à venir contre 500 - 550 000 pour les années 1970) ;

- les habitations futures ne pourront guère avoir des installations de chauffage plus consommatrices d'énergie que celles qui existent aujourd'hui. Le développement des maisons individuelles qui réclame plus d'énergie ne suffira pas à renverser cette tendance.

Dans le secteur industriel, il est possible qu'on assiste à une nouvelle division du travail au niveau mondial. Les pays du tiers monde verront arriver chez eux un certain nombre d'industries de première transformation ou de base, toutes deux fortes consommatrices d'énergie. La spécialisation des pays industrialisés dans le secteur tertiaire et secondaire avancé réduira fortement l'accroissement de la consommation globale d'énergie.

Le développement inévitable du transport en commun rapide fera suivre une évolution similaire au secteur des transports.

Ces 400 Mtep correspondent à 7,3 tep/habitant, soit moins que ce que consomme l'américain moyen à l'heure actuelle.

Nous aboutirons à la répartition suivante, similaire à celle qui existait en 1976 :

	1 9 7 6	2 0 0 0
. secteur domestique	39 %	40 % 150-160 Mtep
. secteur industriel	42 %	40 % 150-160 Mtep
. secteur transport	19 %	20 % 75- 80 Mtep

Le nucléaire fournirait 125 à 150 Mtep, soit 35 % des consommations énergétiques. Le relais des surrégénérateurs, effectué en 1990-1995 sur une grande échelle, permettrait ce fort accroissement (42 Mtep en 1985) et limiterait les besoins en matière première énergétique (uranium), du fait de la faible consommation du procédé (50 % surrégénérateurs, 50 % nucléaire classique en 2000).

L'ensemble des énergies nouvelles serait susceptible de fournir 20 Mtep dont l'utilisation prioritaire irait au secteur domestique local.

L'hydraulique donnerait 15 Mtep, soit un chiffre identique à celui de 1985 du fait de la saturation des sites.

Il resterait à trouver 215 à 240 Mtep : 20 Mtep pour le charbon (sidérurgie et quelques centrales thermiques) et 210 Mtep entre le gaz naturel et le pétrole avec une répartition de l'ordre de 60 Mtep pour le gaz et 150 Mtep pour le pétrole.

On peut envisager que, sur ces 210 Mtep, une partie proviendrait de la liquéfaction (pétrole) et de la gazéification (gaz) du charbon.

Les conséquences au niveau du transport de l'énergie seraient les suivantes.:

1) - Nucléaire

Le transport des matières fissiles (susceptibles de subir une fission au cours de laquelle le noyau de l'atome se divise en deux) représentera un pourcentage faible du trafic total.

La dépendance vis-à-vis de l'extérieur sera forte (80 % de nos besoins) mais la capacité de stockage réalisable (2 ans) permettra de réguler les approvisionnements.

L'uranium importé sera acheminé par voies navigables depuis les ports de débarquement jusqu'aux centrales nucléaires situées sur l'eau. Le retraitement des déchets radioactifs nécessite cependant, pour des raisons de sécurité, des transports spéciaux (probablement le chemin de fer), dont les caractéristiques sont encore mal définies.

L'apparition des surrégénérateurs consommant moins de matières fissiles qu'ils n'en produisent diminuera encore le tonnage d'uranium transporté.

2) - Energies nouvelles

Les énergies nouvelles, de par leur utilisation locale, ne nécessiteront pas de transport, si ce n'est une fois transformées en électricité.

3) - Charbon

Les 20 millions de tonnes importés en l'an 2000 seront essentiellement consommés par la sidérurgie ; le passage au "tout nucléaire" entraînera en effet la fermeture progressive des centrales thermiques E.D.F.

La localisation de la sidérurgie dans les ports éliminera l'essentiel du trafic intérieur de charbon ; celui-ci aura pour origine les quelques utilisateurs résiduels (industriels et domestiques).

4) - Gaz

Les 60 Mtep de gaz seront acheminés entièrement par gazoducs. L'adaptation du réseau se fera sans difficulté au fur et à mesure de l'augmentation des besoins.

5) - Pétrole

Le réseau actuel a déjà une capacité suffisante pour absorber les 150 M de tonnes prévus pour l'an 2000. Des ajustements auront lieu en fonction de l'évolution des consommations. La suppression des centrales thermiques au fuel entraînera la fermeture d'un certain nombre de canalisations directes. En revanche certaines industries nouvelles feront appel à cette source d'énergie, ce qui nécessitera peut-être d'autres types d'infrastructures. Le développement d'un certain nombre de voies navigables (interconnexion des principaux fleuves et canaux -liaison Rhin-Rhône par exemple- correspondant aux trois grands axes énergétiques : Le Havre - Région Parisienne - Fos et Nord) renforcera la part de la battellerie dans le trafic pétrolier total.

Le trafic total des produits énergétiques accusera donc une forte baisse, tant au niveau des tonnages que des tonnages - kilométriques. La prédominance de l'énergie nucléaire et l'utilisation des énergies nouvelles bouleverseront le secteur des transports dont la dépendance vis-à-vis des formes d'énergie classiques et par trop accentuée ; ainsi, la SNCF sera certainement la plus affectée le charbon ne nécessitant plus de transports massifs. La voie navigable trouvera peut être un second souffle dans le transport de l'uranium et de quelques produits annexes (dont le pétrole).

II - LE SCENARIO "ROSE"

Le scénario rose est celui d'une société dont l'environnement a été profondément modifié : la politique énergétique se déterminera en fonction de critères écologiques. Des changements politiques importants, précédés de quelques catastrophes au sein des centrales nucléaires, et l'épuisement des sources d'énergie classique conduiraient les autorités à préconiser une croissance économique fort différente.

Des mutations profondes du rythme de travail favoriseraient une réduction des consommations collectives : réduction de la durée hebdomadaire du travail, horaires variables étalés afin d'éviter les pointes de consommation. La lutte contre la pollution et les gaspillages énergétiques des industries serait menée de façon très active.

Ceci conduirait à la création d'une 18e branche dans les comptes de la nation, susceptible d'entraîner une croissance économique de 2 % en terme de "bonheur national brut". Des mesures ponctuelles pourraient être adoptées : équipement de 50 % des logements en chauffage solaire, régulation centralisée du chauffage dans les grandes villes, développement des équipements collectifs, suppression des transports individuels dans un rayon de 50 km, création de villes piétonnières, développement du vélo et extension du réseau urbain souterrain.

Le bilan énergétique se présenterait comme suit :

Consommation totale.....	150 Mtep
Secteur domestique.....	50 Mtep (33 % soit 20 Mtep de - qu'aujourd'hui
Secteur industriel.....	75 Mtep (50 % soit 7 Mtep de + qu'en 1977)
Secteur transports.....	25 Mtep (17 % soit 9 Mtep de - qu'en 1977).

Sur ce total, les énergies nouvelles fourniraient 40 Mtep, l'hydraulique 15 Mtep, le gaz naturel 40 Mtep (cette énergie propre dont le transport s'effectue sous terre par gazoducs sera favorisée). Les 55 Mtep restant serviront en grande partie à fabriquer de l'électricité dans les centrales thermiques à partir du charbon et du pétrole ; ces deux énergies seront utilisées sans transformation pour des besoins spécifiques (sidérurgie, chimie et certains types de transport).

Le transport de l'énergie deviendra alors un problème mineur. Il ne portera plus que sur 95 Mtep, dont 40 M acheminés par gazoducs et 55 M par oléoducs ou voies d'eau (charbon).

...

III - SCENARIO "ORCHIDEE"

Le scénario orchidée se place dans la perspective d'un arrêt complet du nucléaire et d'une disparition totale de nos approvisionnements en pétrole. Différents événements catastrophiques pour l'économie mondiale peuvent nous amener à envisager un tel scénario :

- l'explosion d'une centrale dans le monde peut, en alimentant la contestation écologique déjà virulente, conduire les autorités à prononcer un arrêt définitif des centrales nucléaires ;

- le déséquilibre croissant de la répartition des ressources entre pays producteurs et pays consommateurs et le développement des besoins nouveaux des pays du Tiers Monde vont entraîner des tensions importantes sur le marché mondial ; une situation politique internationale, tendue à l'extrême, peut conduire à un conflit d'intérêts entre différents blocs. La création d'une OLPEP (Organisation de Libération des Pays Exportateurs de Pétrole) provoquerait un arrêt des livraisons au bloc capitaliste occidental. La Méditerranée serait redevenue le théâtre de rivalités entre grandes puissances.

Ces deux événements ont provoqué une chute de la croissance économique que l'on peut évaluer à 1 % sur cette période, c'est-à-dire 1990-2000 (3 % de 1976 à 1990).

Face à cette crise énergétique mondiale, le gouvernement doit prendre des mesures impératives. Le bloc occidental doit se suffire à lui-même ; la France se voit dans l'obligation d'importer des quantités considérables de charbon des Etats-Unis afin de permettre le maintien d'une certaine croissance. Les livraisons de pétrole sont quasiment nuls et seules les énergies nouvelles subsistent. Le maintien d'une croissance de 3 % pendant 15 ans liée à des économies d'énergie faibles ont donné une élasticité voisine de A. Ce chiffre correspond d'ailleurs à celui existant juste avant la crise pétrolière de 1973. Les économies d'énergie possibles en 1990 et 2000, se révélant faibles, la France doit pourvoir à un approvisionnement de 300 Mtep en 2000.

Sur ce total, 30 Mtep proviendront des énergies nouvelles grâce à un effort de recherche et de production accentué dès 1990. L'hydraulique continuera à fournir 15 Mtep. La mise en service de l'usine marémotrice des îles Chausey dont la première pierre fut posée en toute hâte le lendemain des événements de 1990 permettra une production de 7 Mtep.

Les 248 M de tonnes restant seront constitués de charbon ou de pétrole après liquéfaction du charbon. La part du gaz naturel sera très faible du fait de l'arrêt des livraisons en provenance des pays de l'OLPEP et du bloc socialiste.

La nécessité d'un approvisionnement massif en charbon justifie alors la construction d'un réseau de carboducs permettant d'alimenter à partir des ports les centrales thermiques dispersées sur tout le territoire. L'arrêt du fonctionnement du port de Marseille en raison des conflits méditerranéens et l'augmentation globale des importations justifie la création d'un port pétrolier et minéralier à BREST et le renforcement des capacités des ports du HAVRE, ROUEN et DUNKERQUE. La structure du réseau des transports s'avère complètement bouleversée : carboducs et oléoducs prennent alors le relais des trois modes de transports terrestres.

CONCLUSION

Les conclusions que nous pouvons tirer d'une telle analyse sont essentiellement d'ordre qualitatives. L'hypothèse de base de cette étude, à savoir, l'étroite dépendance du transport des produits énergétiques vis-à-vis des différentes formes d'énergie, s'est confirmée tout au long des dix dernières années et s'infléchira par la suite ; les scénarios énergétiques proposés montrent que la spécialisation du transport, tendance déjà perceptible de nos jours, sera une donnée fondamentale du transport de l'énergie : celui-ci ne sera plus qu'un maillon de la chaîne énergétique, obéissant aux contraintes situées en amont -approvisionnement- et en aval -consommations-. L'intégration du transport sera d'autant plus grande que son coût économique deviendra moindre par rapport au coût global de l'énergie.

Soumis à des contraintes de plus en plus fortes, le transport perd alors sa spécificité et par là même son importance en tant que secteur économique.

Le transport de l'énergie sur longue distance nécessite en effet des infrastructures particulières dont la seule vocation est de servir cette énergie.

Les produits énergétiques ne seront bientôt plus en mesure de figurer dans la nomenclature des statistiques de transport, au même titre que les produits agricoles ou les matériaux de construction : l'utilisation des modes de transport classiques tels que le fer, l'eau et la route, déjà marginale aujourd'hui, disparaîtra complètement au profit d'autres moyens propres à chaque énergie : oléoducs, gazoducs, carbooducs, lignes électriques, hydrooducs...

De ce fait, on ne pourra plus avoir de politique en matière de transport de l'énergie mais une politique concernant l'énergie seule et la chaîne qui lui correspond.

Le transport sera susceptible de reconquérir une quelconque autonomie le jour où toutes les chaînes énergétiques seront interchangeable : gazoducs, carbooducs, oléoducs, hydrooducs ; un immense réseau "en duc" conviendra alors l'ensemble du territoire et pourra être géré comme une entité unique. Pourra-t-on à cette date encore parler de transport de l'énergie ?