

I N E S T E N E

Institut d'Evaluation des Stratégies Energétiques en Europe

36, rue de la Butte aux Cailles - 75013 PARIS

Tél. (1) 45 65 08 08

ANALYSE DES IMPACTS ECONOMIQUES  
DU CENTRE DE PRODUCTION  
NUCLEAIRE DE GOLFECH

\*\*\*\*\*

AVRIL 1990

Etude réalisée par Denis CHAMONIN et José LOPEZ  
avec la collaboration de D.Banneux, M.Schneider et de WISE.

A la demande du Comité :  
Coordination d'Associations "Stop Golfech"  
B.P. : 343 47008 AGEN Cedex

**VIVRE SANS LE DANGER NUCLEAIRE**  
**DE GOLFECH**  
B.P. 343 - 47008 AGEN Cedex

Cet exemplaire a été diffusé par :  
Les Verts de Tarn et Garonne  
c/o Charles Ruffinoni  
Chemin de la Croix de Lauzerte  
82200 Moissac

ANALYSE DES IMPACTS ECONOMIQUES DU  
CENTRE DE PRODUCTION NUCLEAIRE DE GOLFECH

SYNTHESE

**A/ L'étude comprend 3 étapes :**

- 1 - L'intérêt du CPN dans le couple production, consommation d'énergie dans la région MIDI-PYRENEES
- 2 - L'analyse du parc de production d'électricité au niveau national.
- 3 - L'analyse économique sur 25 ans (1990 - 2015) du CPN de GOLFECH
  - Impact sur la région.
  - Rentabilité pour EDF suivant 4 hypothèses d'exportation vers l'Espagne et le Portugal de la production du CPN.

**B/ Les principaux résultats :**

- De 1976 à 1987 les consommations toutes énergies confondues ont augmentées de 10 %.
- L'électricité a augmentée de 38 %.
- De 1950 à 1985 la région a été excédentaire en production d'électricité, depuis, le déficit (lié à l'arrêt de deux centrales thermiques) s'est stabilisée à 1 Tera Wh.
- Entre 1987 et 1988 la consommation d'électricité a baissée pour la première fois depuis 1950 (-3 %).
- L'écart entre la puissance appelée maximum et la puissance maximal possible installée du parc de production français a été de 47 % en 1988. Il était de l'ordre de 25 % dans les années 1970.
- Avec un prix de vente à l'exportation de 16 centimes le kWh (contrat prévu avec le PORTUGAL) et un temps de fonctionnement de 5469 heures. Les recettes sur 25 ans permettent seulement d'amortir les frais de fonctionnement du C.P.N ce qui correspond à une perte d'investissement de 14 milliards (1990) pour EDF.
- L'amortissement de l'investissement ne peut être réalisé que si le kWh est vendu 30 centimes et que la centrale fonctionne 6957 heures par an pendant 25 ans. (temps de fonctionnement de la meilleure central française en 1988)
- les taxes foncières, professionnelles, ainsi que le montant des travaux effectués par les entreprises régionales, et en considérant que les salaires des agents EDF sont intégralement dépensés dans la région le gain financier est de 84 Francs par an et par habitant
- L'activité économique engendré par le C.P.N de GOLFECH représente 0,1 % du PIB régional.

ANALYSE DES IMPACTS ECONOMIQUES  
DU CENTRE DE PRODUCTION NUCLEAIRE DE GOLFECH

\*\*\*\*\*

SOMMAIRE

1. PREAMBULE.
2. HISTORIQUE DE LA CONSTRUCTION DU CENTRE DE PRODUCTION NUCLEAIRE.
  - 2.1. Le rapport NEEL.
3. EVOLUTION DES CONSOMMATIONS D'ENERGIE EN MIDI-PYRENEES.
  - 3.1. Consommation par énergie et par secteur d'activité en 1976 et 1987.
  - 3.2. Consommation par énergie entre 1976 et 1987.
  - 3.3. Consommation par secteur entre 1976 et 1987.
  - 3.4. Consommation par énergie dans l'industrie entre 1976 et 1987.
  - 3.5. Consommation par énergie dans l'habitat entre 1976 et 1987.
  - 3.6. Consommation par énergie dans les transports entre 1976 et 1987.
  - 3.7. Déplacements d'énergie entre 1976 et 1987.
4. CONSOMMATION ET PRODUCTION D'ELECTRICITE ENTRE 1976 ET 1987.

5. CAPACITE DE PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE EN FRANCE.
  
6. EVALUATION ECONOMIQUE DE LA CENTRALE NUCLEAIRE DE GOLFECH.
  - 6.1. La centrale en chiffres.
  - 6.2. Analyse économique de la centrale.
    - 6.2.1. Reconstitution de l'investissement.
    - 6.2.2. Calcul des frais d'exploitation.
    - 6.2.3. Calcul des recettes.
    - 6.2.4. Calcul du niveau d'amortissement.
    - 6.2.5. Impact financier de la centrale nucléaire de Golfech.
  
7. LA MISE SOUS COCON DE LA CENTRALE DE GOLFECH : EVALUATION FINANCIERE ET CONSEQUENCES TECHNIQUES.
  - 7.1. Argumentaire.
  - 7.2. Conséquences technico-économiques de la mise sous cocon de la centrale de Golfech.
  
8. CONCLUSION.

## 1. PREAMBULE.

C'est au nom de l'indépendance nationale et d'avantages économiques présumés que le programme nucléaire français a été décidé par *Pierre Messmer* après le premier choc pétrolier de 1973, engagé par *Jacques Chirac* en 1974, et intensifié en 1979 par *Raymond Barre* après le second choc pétrolier. Le programme nucléaire a été maintenu dans sa quasi totalité en 1981 par *Pierre Mauroy* et est maintenant élevé au rang de dogme par *Michel Rocard*.

Aujourd'hui le centre de production nucléaire de Golfech occupe une place particulière dans le parc nucléaire français et mérite à côté d'une approche en terme de sûreté, d'impacts sur la santé et l'environnement, une approche économique afin d'en vérifier les performances réelles ; tant en terme de rentabilité qu'en terme d'indépendance nationale.

Les deux réacteurs de Golfech ont été commandés en 1980, à une époque où les pouvoirs publics et EDF tablaient sur une hausse rapide des consommations d'électricité principalement due au développement du chauffage électrique et des usages industriels performants. La mise en fonctionnement de la tranche n° 1 en 1990, et de la tranche n° 2 en 1993, fait suite à une croissance ralentie de la demande d'électricité, et s'inscrit dans une situation de surcapacité de production du parc nucléaire d'environ 9 tranches (cf le rapport Rouvillois, remis au premier ministre en mai 1989).

Cette étude a donc pour objectif principal de resituer en termes économiques le centre de production nucléaire de Golfech, dans son contexte régional, national et européen au niveau de la production et de la consommation d'électricité.

Les contradictions mises en évidence pour Golfech vont se retrouver ensuite pour tous les réacteurs en cours de construction. Cela constitue donc une information centrale pour décider ou surseoir à toute nouvelle commande de réacteurs nucléaires, et en particulier pour le centre de production nucléaire de Civeaux.

## 2. HISTORIQUE DE LA CONSTRUCTION DU CENTRE DE PRODUCTION NUCLEAIRE.

La première enquête d'utilité publique portant sur : "un projet de construction d'une centrale nucléaire et de ses ouvrages annexes sur le territoire de la commune de Golfech" date de 1966. A l'époque, l'échéance paraît lointaine. On parle d'une construction pour l'année 1985, voir 1990. Le 31 août 1972, le quotidien Sud-Ouest publie, sous le titre "le projet de centrale nucléaire de Golfech semble devoir être abandonné", un article faisant état d'une étude technique selon laquelle le débit de la Garonne serait insuffisant pour assurer le refroidissement des installations. Cette information sera contredite en 1974 lorsque le gouvernement Messmer rend publique le plan prévoyant que la France de l'an 2000 devrait compter 200 centrales nucléaires (Golfech figure toujours sur la liste des sites retenus).

En 1975, le Comité Economique et Social de la région Midi-Pyrénées émet un avis favorable pour la mise à l'étude d'un avant-projet alors que les populations concernées des cantons d'Anvillon et de Valence d'Agen se sont prononcées par référendum, en juin de la même année - à 80 % - contre la centrale. Pour le Sud-Ouest, c'est l'époque des manifestations anti-nucléaires de Brault Saint-Louis et Port la Nouvelle.

L'année suivante, en juin 1976, un comité anti-nucléaire se crée. Tous les maires des communes situées autour du site y adhèrent. Dès le début juillet, plusieurs milliers de manifestants se rassemblent pour exprimer publiquement leur refus.

En 1978, le Conseil Régional se prononce à l'unanimité moins 2 abstentions contre le projet. En janvier 1979, le Conseil Général du Tarn-et-Garonne rejette le projet (22 voix contre, 2 pour et 3 abstentions). Néanmoins, l'enquête d'utilité publique est ouverte le 22 octobre 1979 et le Premier Ministre, Raymond Barre, signe le décret d'utilité publique en octobre 1980.

La perspective de l'élection présidentielle de mai 1981 laissait penser que les chances d'abandon du projet de Golfech restaient importantes. En effet, François Mitterrand avait adressé une lettre aux représentants de la Coordination des Comités Anti-Nucléaires de Golfech, dans laquelle le candidat du Parti Socialiste exprimait une position claire :

*"La décision d'implanter à Golfech une centrale nucléaire en dépit de l'opposition du Conseil Régional, du Conseil Général et des populations concernés constitue un exemple marquant de l'absence de démocratie avec laquelle le Président de la République et son gouvernement imposent aux Français leur*

2. Ne peut-on remplacer l'énergie nucléaire par d'autres ressources géologiques, hydrauliques, éoliennes ou solaires ?
3. Le site de Golfech est-il justifié ?
4. La centrale sera-t-elle sûre pour l'environnement ?
5. Comment envisage-t-on le transport sans risque des matériaux radioactifs ?
6. Quels dangers entraînerait le rejet des matières utilisées ?
7. Quel plan a-t-il été prévu dans le cas toujours possible d'un accident sur le site ?
8. Quelles raisons techniques ont-elles milité en faveur d'un système de refroidissement humide de préférence à la réfrigération sèche ?
9. Quelles sont les conséquences des eaux rejetées sur la faune et la flore de la Garonne et de ses affluents ?
10. Comment a-t-on mesuré le volume des répercussions économiques et sociales pour la région ?

Pour les deux premières questions, le rapport prenait comme hypothèse de travail une croissance économique de 3 % à 4 % par an, et reprenait les prévisions d'EDF selon lesquelles la région aurait besoin en l'an 2000 de 34 milliards de kWh par an au lieu des 10 milliard de kWh consommés à l'époque. Estimant que les ressources locales seraient épuisées en 1986, que les nouveaux barrages ne fourniraient pas plus de 500 millions de kWh, que l'utilisation de la géothermie ne réduirait *"pas sensiblement la consommation d'électricité à usage de chauffage"*, que l'énergie éolienne apportait bien des déboires et que l'énergie solaire ne pouvait constituer *"un appoint significatif"*.

Le rapport NEEL se rangeait à la solution d'EDF, c'est à dire : l'implantation de 4 réacteurs de 1.300 MW, produisant 30 milliards de kWh par an.

Le choix du site était quant à lui motivé par :

- la proximité d'un fleuve important dont le débit était *"suffisant pour diluer les effluents radioactifs"*,
- l'éloignement des principales villes (Agen à 21 kilomètres et Moissac à 19 kilomètres),
- le fait que la région était la moins sismique de France.

Pour la sécurité, le professeur Neel assurait qu'avec ce type de réacteurs "les risques d'accident pour un individu étaient 200.000 fois plus faibles que ceux d'un accident mortel par chute accidentelle" et "qu'aucun transport de matière radioactive n'avait entraîné en France, ni à l'étranger, d'accident ayant pu avoir des conséquences quelconques sur la santé du public ou du personnel chargé du transport".

Les normes de radiation seraient satisfaisantes car inférieures au dixième de la radiation naturelle de la terre. Le rapport précisait que la réfrigération sèche n'avait pu être adoptée par manque d'expérience industrielle. Quant aux effets thermiques sur les eaux de la Garonne, ils étaient qualifiés de "négligeables". Enfin, sur la base des informations fournies par EDF, la commission concluait à des "retombées économiques très sensibles dans la région".

Dans l'ambiance de l'époque, et en dépit de son caractère extrêmement favorable au projet EDF, ce rapport sera rejeté par le Conseil Régional Midi-Pyrénées au cours de sa session du 20 octobre 1980. Ce même Conseil Régional donnera un avis favorable à la construction du site nucléaire de Golfech en 1983.

### 3. EVOLUTION DES CONSOMMATIONS D'ENERGIE EN MIDI-PYRENEES.

Ces évolutions sont décrites depuis 1976 à travers les différents secteurs économiques (industrie, habitat, tertiaire, agriculture et transports) et les différentes énergies (pétrole, charbon, gaz et électricité). Cette présentation permet de cerner le rôle réel de l'apport énergétique de Golfech compte tenu de la capacité de production électrique déjà disponible en Midi-Pyrénées. Avec une consommation d'énergie de 2,65 tep\* par habitant, la région Midi-Pyrénées se situe en dessous de la moyenne nationale qui est de 3,05 tep par habitant.

#### 3.1. CONSOMMATION PAR ENERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITE EN 1976 ET 1987.

*(Voir les graphes n° 1 et n° 2)*

Sur la période 1976-1987, la consommation d'énergie en Midi-Pyrénées est passée de 5,59 millions de tep à 6,16 millions de tep, soit une augmentation de + 10 % sur 11 ans, alors que la croissance économique sur la même période a été d'environ 30 %.

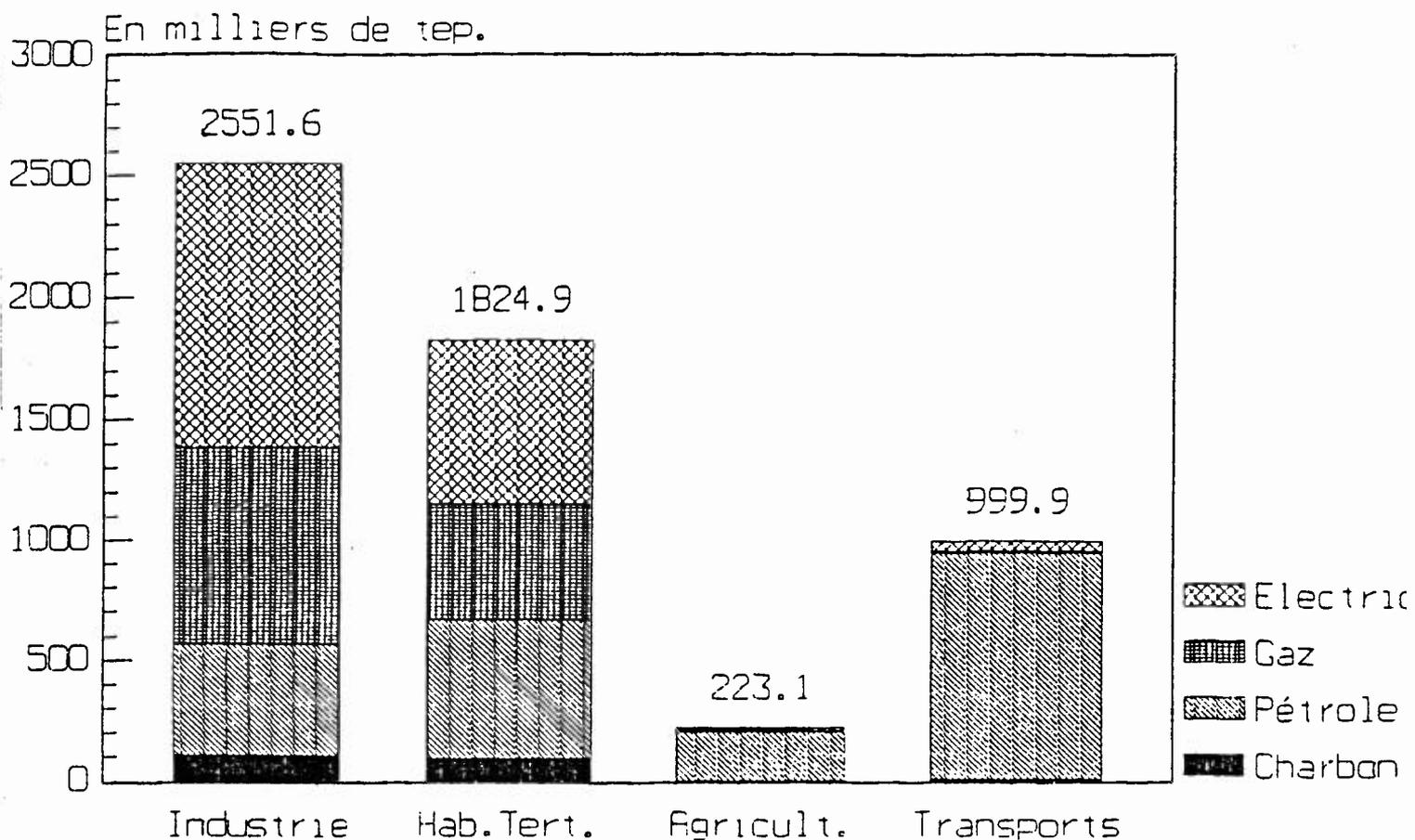
L'augmentation des consommations est principalement due aux secteurs habitat-tertiaire et transports. L'évolution respective des différents secteurs d'activité est la suivante :

- industrie	- 20 %
- habitat-tertiaire	+ 36 %
- agriculture	+ 8,7 %
- transports	+ 39,3 %.

\* tep = tonnes équivalent pétrole.

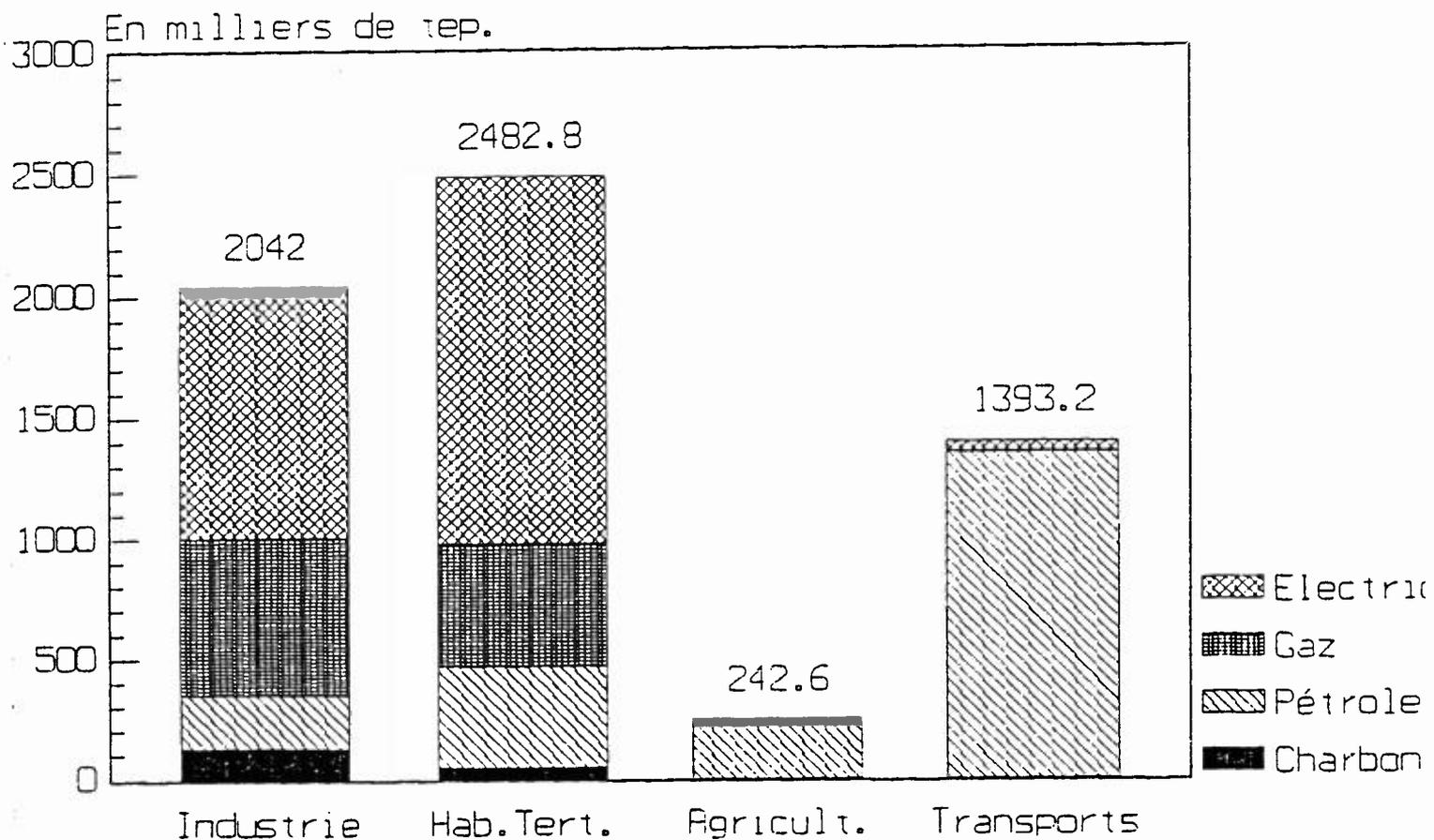
CONSUMMATION ENERGETIQUE EN 1976  
 EN MIDI - PYRENNES  
 par secteur et par énergie

INESTENE

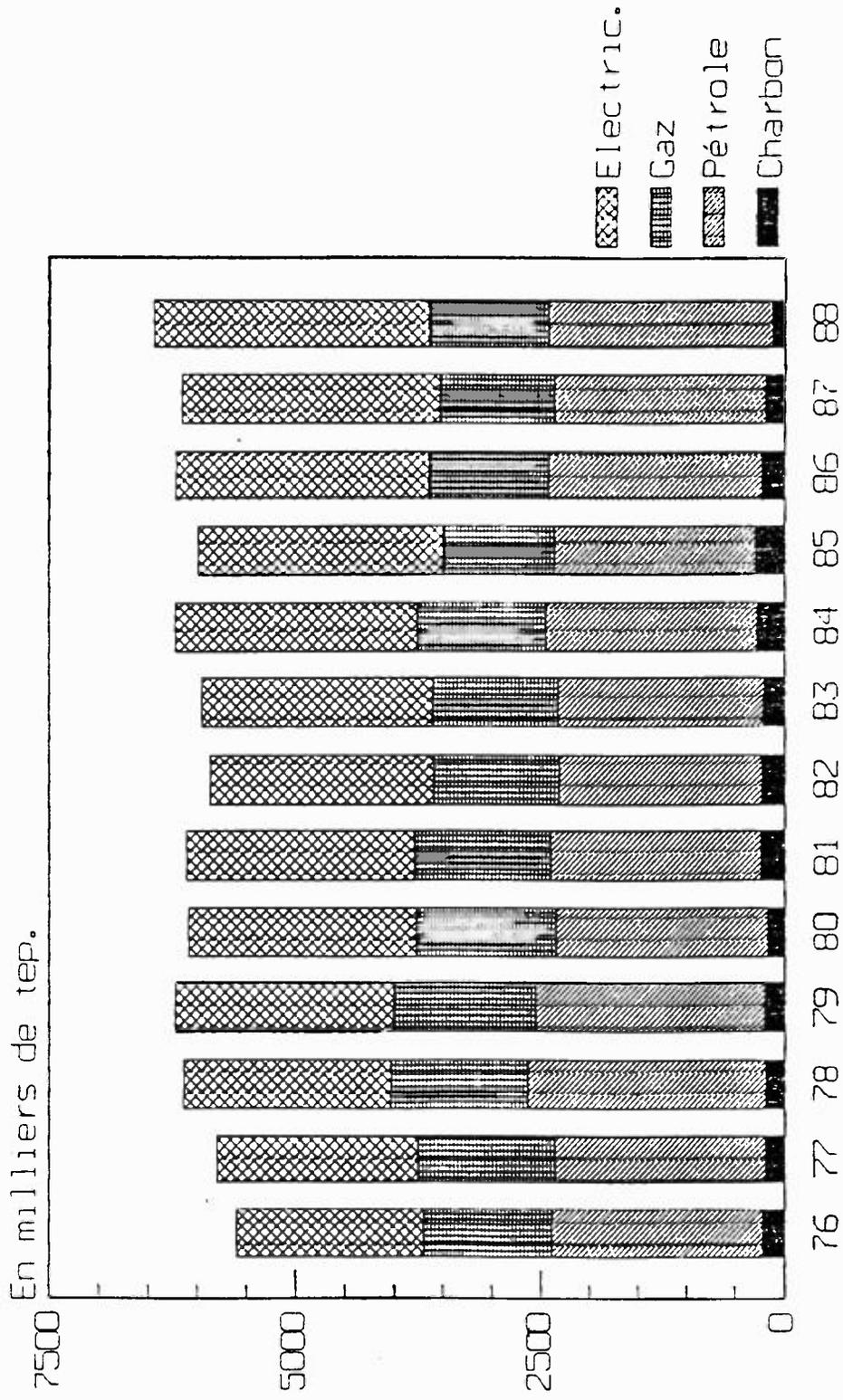


CONSUMMATION ENERGETIQUE EN 1987  
 EN MIDI - PYRENNES  
 par secteur et par énergie

INESTENE



CONSUMMATION FINALE PAR ENERGIE  
EN MIDI - PYRENEES



INESTENE - Mpconsen (mars 90)

### 3.2. CONSOMMATION PAR ENERGIE ENTRE 1976 ET 1987.

(Voir le graphe n° 3)

L'augmentation des consommation d'énergie s'est réalisée sur la période 1976-1979. Depuis 1980, la consommation est restée stable. A l'intérieur de cette évolution, la part de chaque énergie a varié en 11 ans de :

- Electricité	+ 38,1 % (1)	(+ 17 % entre 1979-1987)
- Gaz	- 11,1 %	
- Pétrole	- 0,5 %	
- Charbon	- 15,5 %.	

(1) au niveau national, l'augmentation des consommations d'électricité a été de 67,2 %.

On peut remarquer que la pénétration de l'électricité dans la région Midi-Pyrénées n'a aucunement fait baissé la consommation de pétrole, et n'a donc pas participé à l'amélioration de l'indépendance énergétique nationale. Par contre, l'électricité s'est substituée au gaz dont les consommations s'inscrivent dans une tendance de forte baisse contrairement à l'évolution nationale (+ 31,5 %).

Cette substitution électricité / gaz est particulièrement préjudiciable pour le consommateur final du fait que le kWh gaz coûte environ 4 fois moins cher que le kWh électrique.

Le charbon lui régresse de façon importante, même si cette baisse reste inférieure à celle observée au niveau national (- 27 %).

### 3.3. CONSOMMATION PAR SECTEUR ENTRE 1976 ET 1987.

(Voir le graphe n° 4)

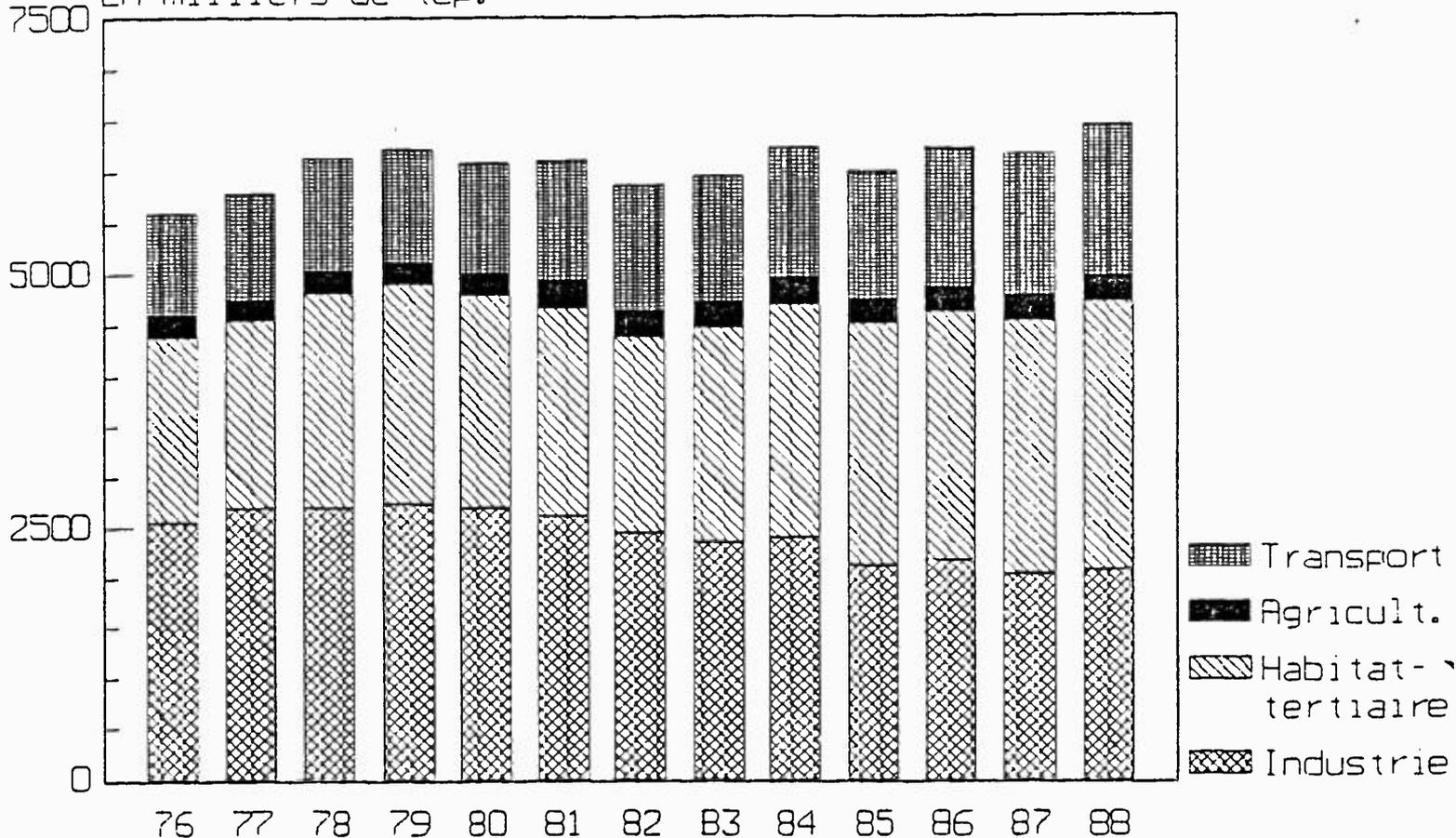
L'industrie et l'habitat-tertiaire sont les principaux secteurs de consommation d'énergie (73,5 %). Leur part respective étant de :

- Industrie 33,1 %
- Habitat-tertiaire 40,3 %.

Depuis 1979, la consommation de l'industrie a baissé de - 20 % ; alors que la consommation du secteur habitat-tertiaire, qui était stable jusqu'en 1982, a progressé de + 17,5 % ces cinq dernières années.

#### CONSOMMATION FINALE PAR SECTEUR ECONOMIQUE EN MIDI - PYRENEES

En milliers de tep.



### 3.4. CONSOMMATION PAR ENERGIE DANS L'INDUSTRIE ENTRE 1976 ET 1987.

(Voir le graphe n° 5)

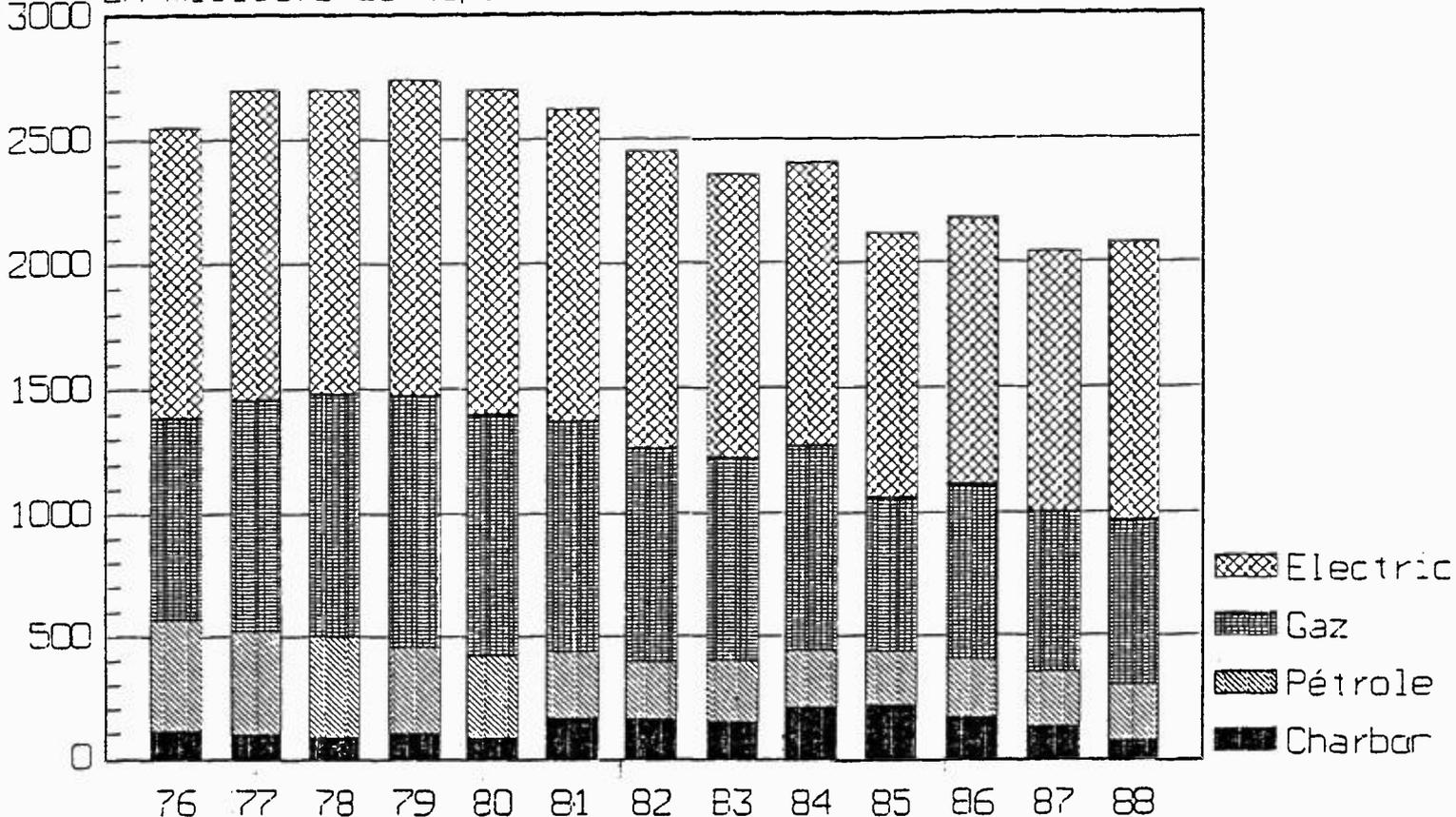
Alors qu'au niveau national la consommation d'énergie dans l'industrie est stable, ce secteur en Midi-Pyrénées enregistre une baisse de -20 % entre 1976 et 1987. Cette baisse correspond à une conversion de l'industrie vers des secteurs à haute valeur ajoutée (électronique et aéronautique principalement) moins consommateurs d'énergie.

La baisse des consommations d'énergies fossiles n'est donc pas liée à une substitution vers l'électricité (la consommation d'électricité a d'ailleurs baissée dans le bilan des consommations de -17 % depuis 1980), mais principalement à l'amélioration énergétique des process industriels.

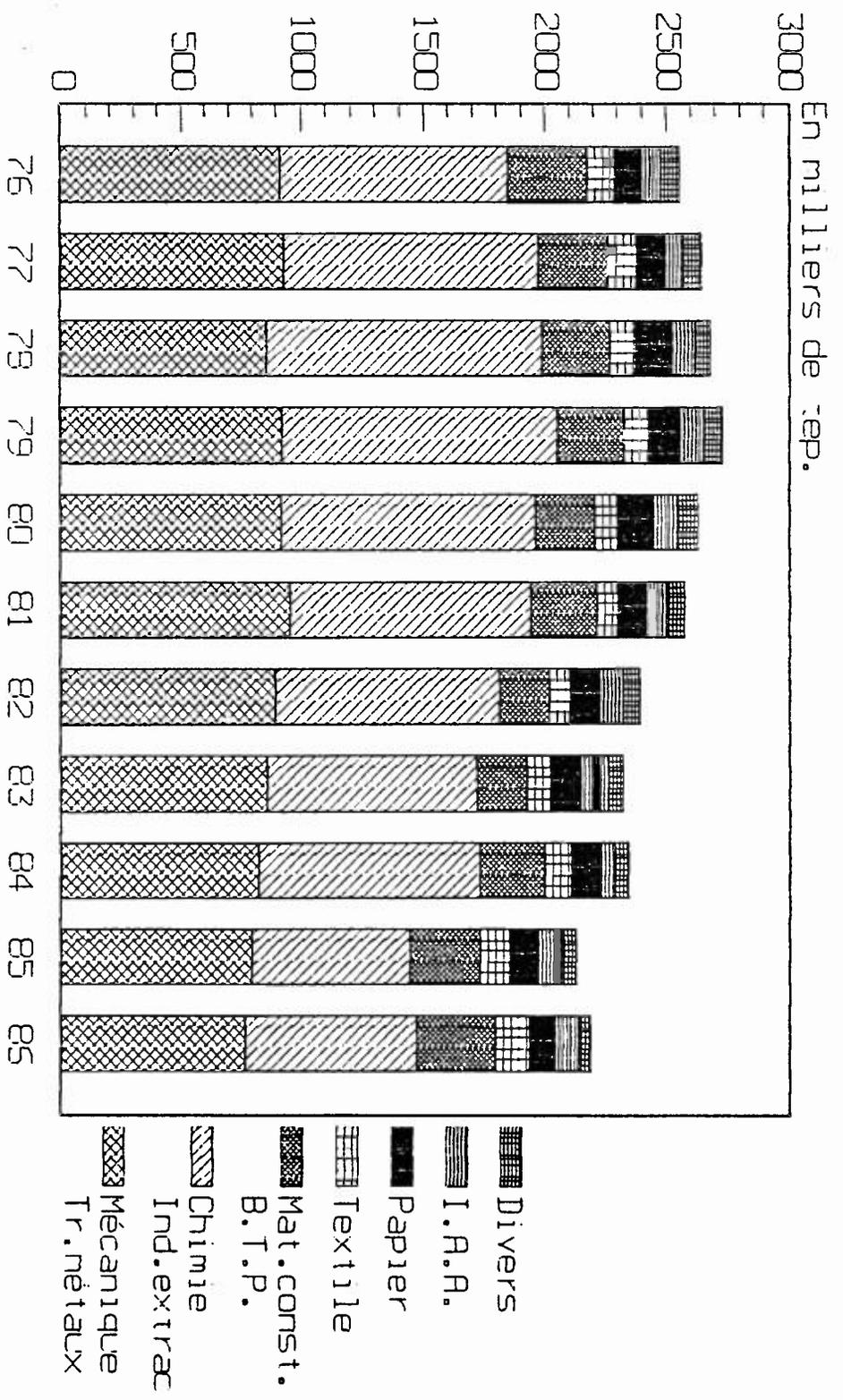
Ceci démontre que l'activité économique n'est pas forcément liée à la substitution des énergies fossiles vers l'électricité ni à l'augmentation des consommations.

#### CONSOMMATION DANS L'INDUSTRIE EN MIDI - PYRENEES (par énergie)

En milliers de tep.



CONSOMMATION PAR BRANCHE DANS  
L'INDUSTRIE EN MIDI - PYRENEES



INESTENE - Murderer (Foit 89)

### 3.5. CONSOMMATION PAR ENERGIE DANS L'HABITAT ET LE TERTIAIRE ENTRE 1976 ET 1987.

*(Voir le graphe n° 6)*

L'habitat-tertiaire représente 40 % de la consommation totale en 1987. C'est le premier secteur consommateur de la région Midi-Pyrénées. L'augmentation de + 36 % en 11 ans reste néanmoins dans l'évolution moyenne nationale.

Entre 1976 et 1987, la consommation est passée d'une situation équilibrée entre les énergies (31,7 % pétrole, 27 % gaz, 36,5 % électricité) à une situation où prédomine l'électricité (61,2 %), ce qui correspond à une augmentation d'environ + 11 % par an pour cette énergie.

On peut remarquer que cette augmentation des consommations d'électricité correspond principalement à des besoins nouveaux (électroménager, chauffage des logements neufs, production d'eau chaude). En revanche, l'électricité n'a que faiblement participé à la baisse des consommations de pétrole qui sont passées de 0,88 Mtep en 1978 à 0,5 Mtep en 1988.

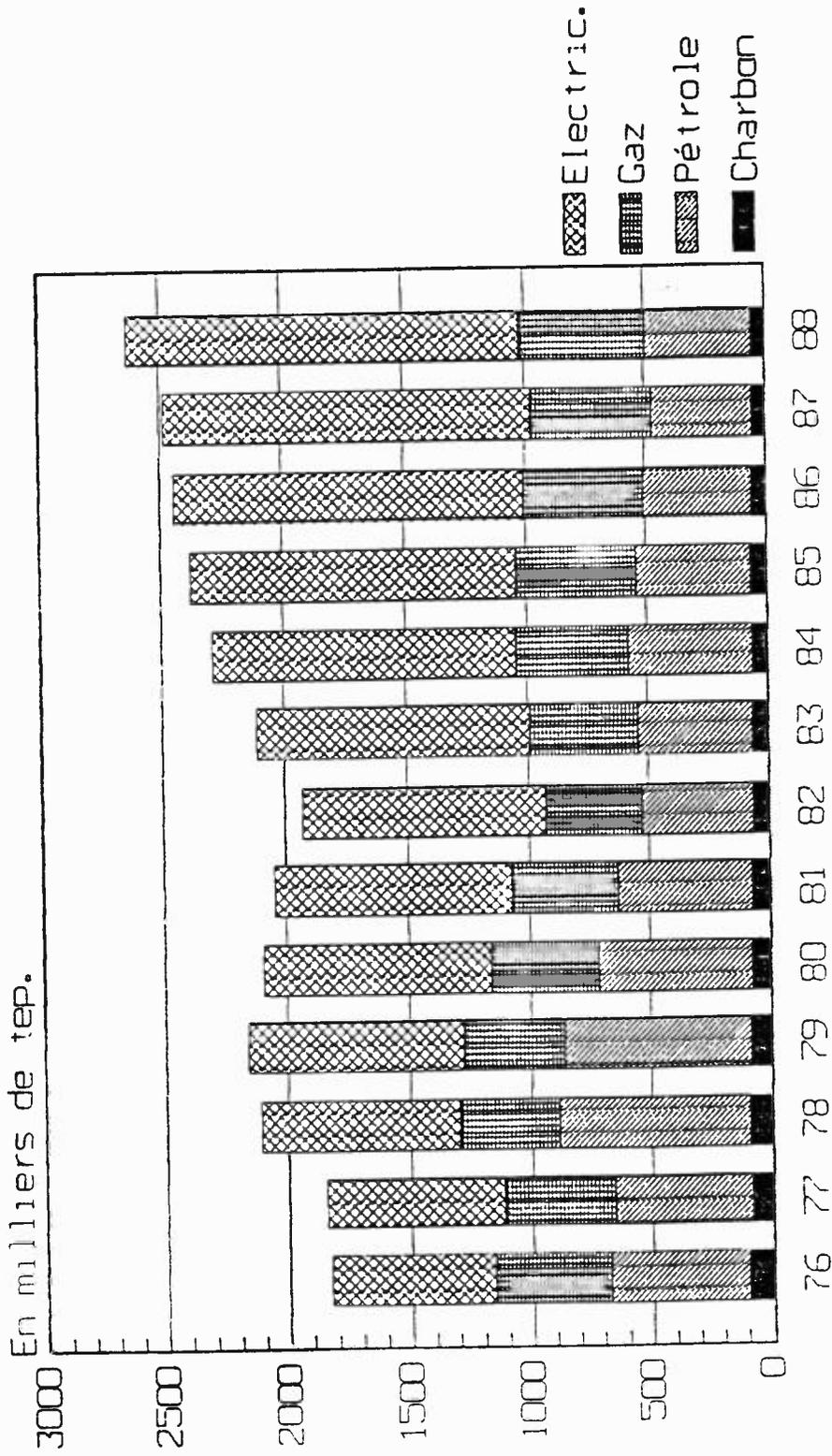
Par ailleurs, l'augmentation de la consommation d'électricité a entièrement été satisfaite en valeur brute par l'augmentation des moyens de production de la région (voir le chapitre 4.2.).

L'amélioration des techniques de construction (isolation), ainsi que les techniques de production, distribution et régulation de chaleur qui sont aujourd'hui présentes sur le marché et compétitives financièrement par rapport au chauffage électrique, devraient permettre de faire évoluer dans les prochaines années le secteur habitat-tertiaire dans le sens d'un rééquilibrage entre les énergies tout en assurant une stabilisation des consommations.

Cette perspective est d'autant plus souhaitable que le kWh électrique est d'un coût environ 3 à 4 fois supérieur au gaz et au fioul pour l'usagé.

Il faut aussi prendre en considération que le chauffage électrique contribue à une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère (le CO<sub>2</sub> étant le facteur créant l'effet de serre) de l'ordre de +20 % par rapport à un chauffage individuel au fuel (voir fiche de calcul en annexe 1).

CONSOMMATION DANS L'HABITAT - TERTIAIRE  
 EN MIDI - PYRENEES (par énergie)



INESTENE - MPconhab (mars 90)

### 3.6. CONSOMMATION PAR ENERGIE DANS LES TRANSPORTS ENTRE 1976 ET 1987.

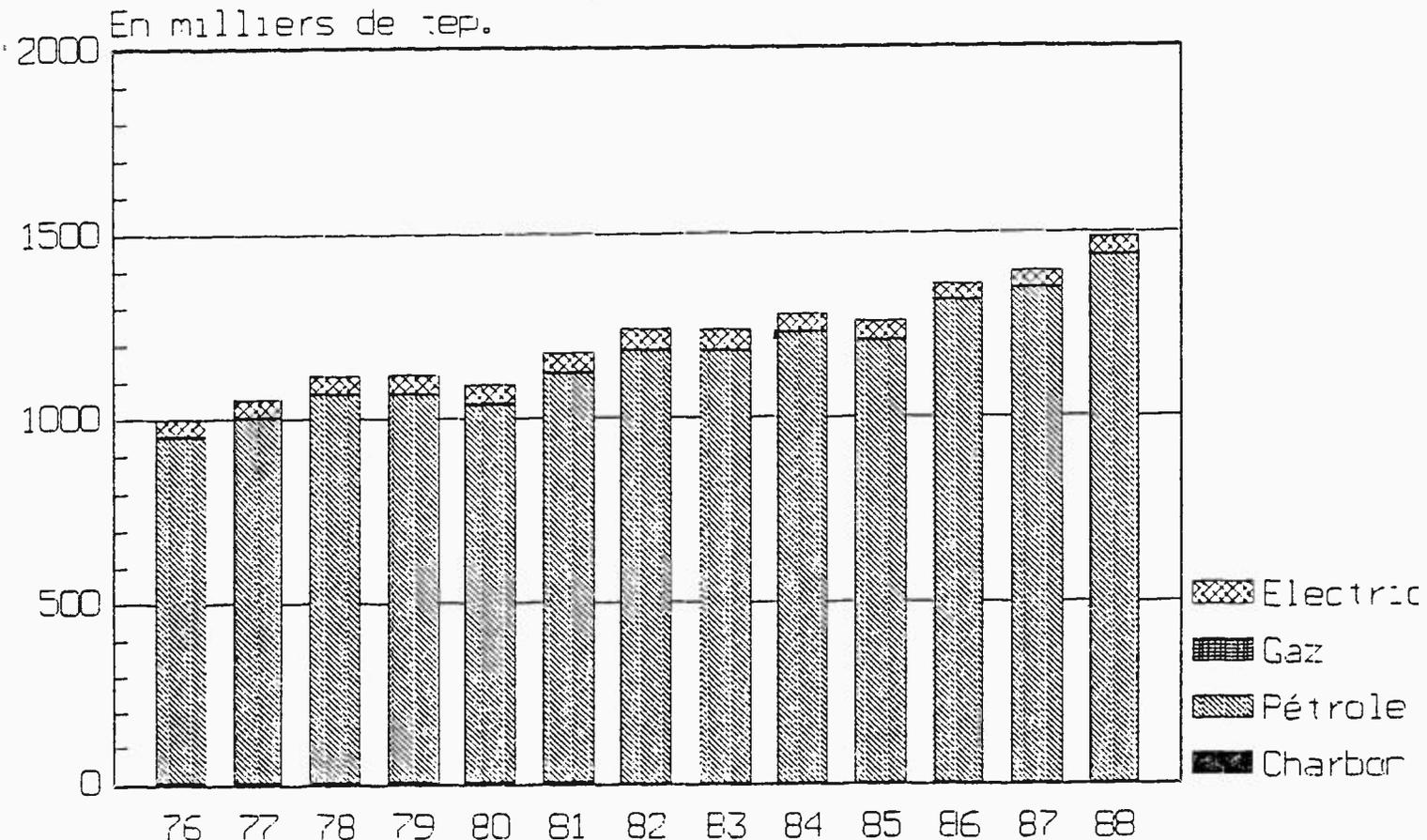
(Voir le graphe n° 7)

Le développement important de ce secteur (+36 %) a eu pour unique effet d'augmenter les consommations de pétrole. L'électricité intervient pour moins de 5 % dans le bilan du secteur.

La part du pétrole restera importante dans ce secteur dans les prochaines années. L'électricité ne pouvant légèrement évoluer que dans le cas où les transports en commun à traction électrique seraient implantés dans les quelques grands centres urbains de la région (tramway, métro type VAL).

Malgré cela, la substitution du pétrole vers l'électricité restera faible.

#### CONSOMMATION DANS LES TRANSPORTS EN MIDI - PYRENEES (par énergie)



INESTENE - MPcontra (mars 90)

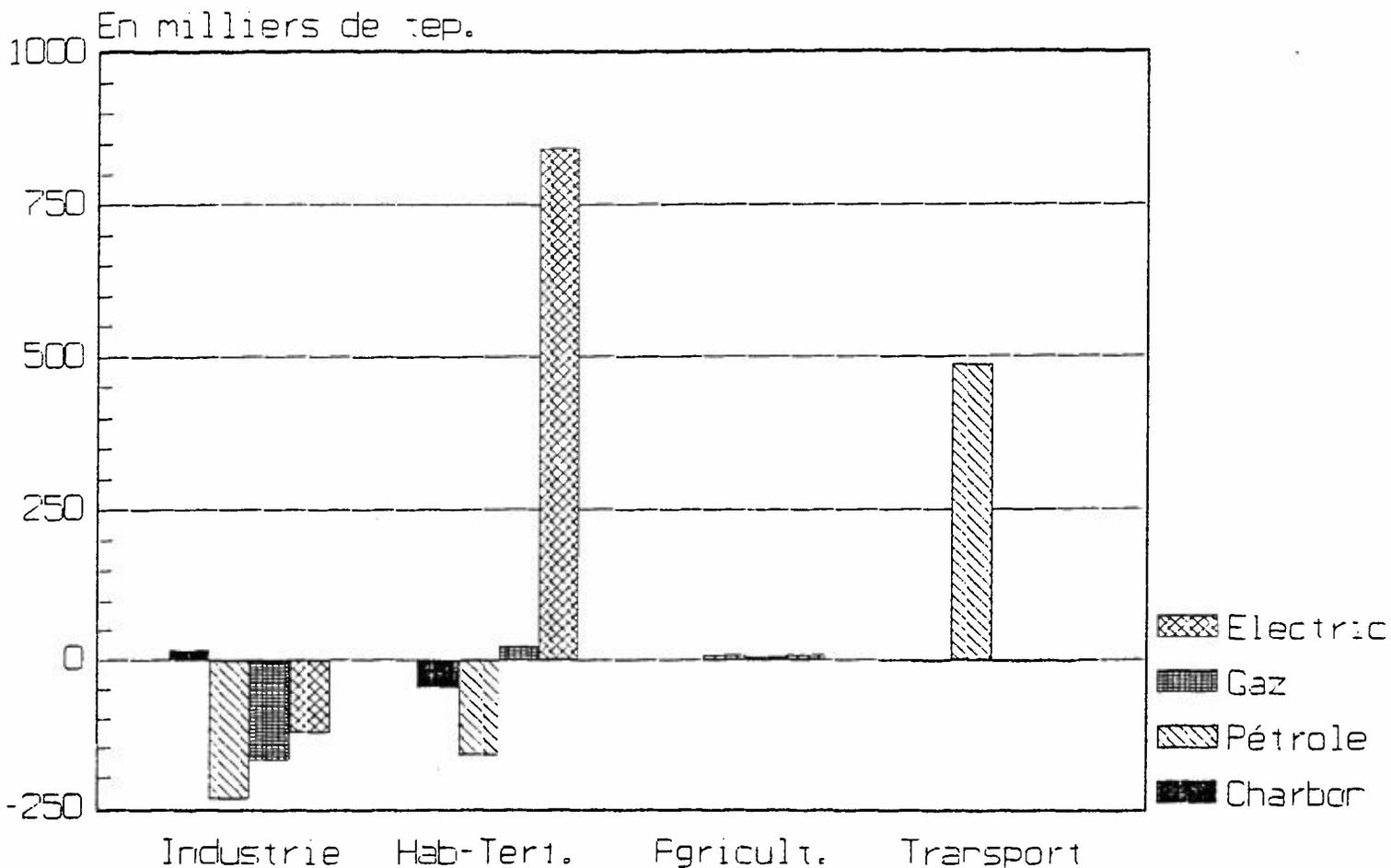
### 3.7. DEPLACEMENTS D'ENERGIE ENTRE 1976 ET 1987.

(Voir le graphe n° 8)

Les déplacements d'énergie se sont effectués pour l'électricité dans le secteur habitat-tertiaire et pour le pétrole dans le secteur des transports.

Afin de maintenir la région dans un équilibre production / consommation, il est nécessaire qu'une politique volontariste de maîtrise de l'énergie soit engagée, portant prioritairement sur les économies d'électricité (particulièrement le chauffage électrique) et sur le déplacement des transports individuels vers les transports collectifs moins consommateurs de pétrole.

#### DEPLACEMENTS D'ENERGIE ENTRE 1976-1987 EN MIDI - PYRENEES



#### 4. CONSOMMATION ET PRODUCTION D'ELECTRICITE ENTRE 1976 ET 1987.

*(Voir les graphes n° 9, 10 et 11)*

Les évolutions de consommations d'électricité dans les différents secteurs d'activité sont très contrastées.

L'électricité régresse dans deux secteurs :

- . l'industrie (- 10,5 %),
- . et les transports (- 4,7 %).

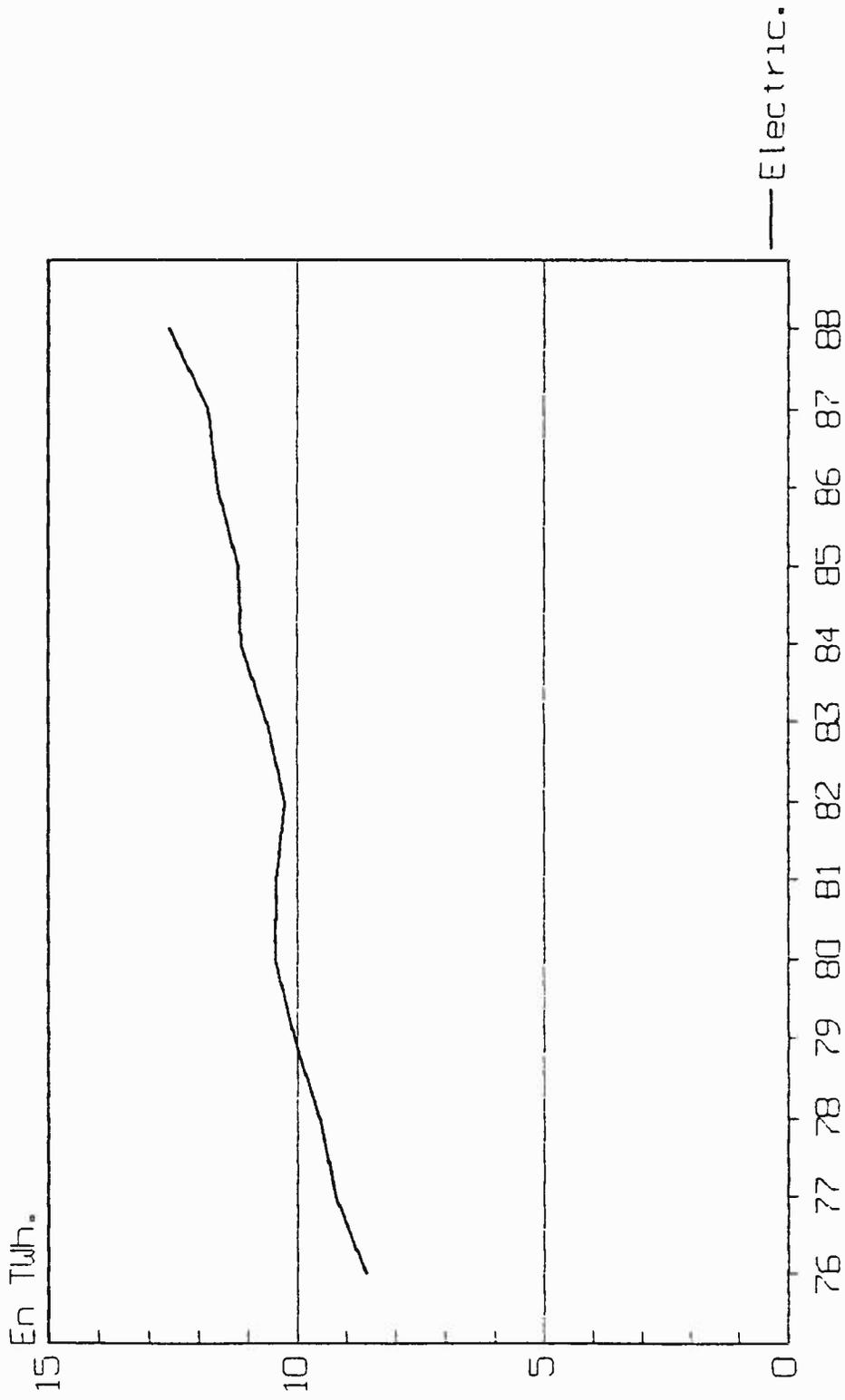
Elle augmente en moyenne de + 3,8 % par an dans l'agriculture.

Elle est en forte progression dans l'habitat (+ 125 %) et le tertiaire (+ 128 %).

Cette progression est principalement liée à l'agressivité commerciale d'EDF en ce qui concerne le chauffage électrique. Elle est facilitée par le fait que dans les années 1980 l'investissement nécessaire pour l'implantation d'un chauffage électrique est très avantageux pour les promoteurs par rapport aux autres modes de chauffage, les frais de chauffage plus élevés étant eux à la charge de l'utilisateur.

Les années 1990 seront très certainement caractérisées, en ce qui concerne les modes de chauffage, par un retour vers les énergies fossiles, principalement le gaz qui présente aujourd'hui de nombreux avantages techniques, économiques et écologiques par rapport au chauffage électrique.

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION  
D'ELECTRICITE EN MIDI - PYRENEES

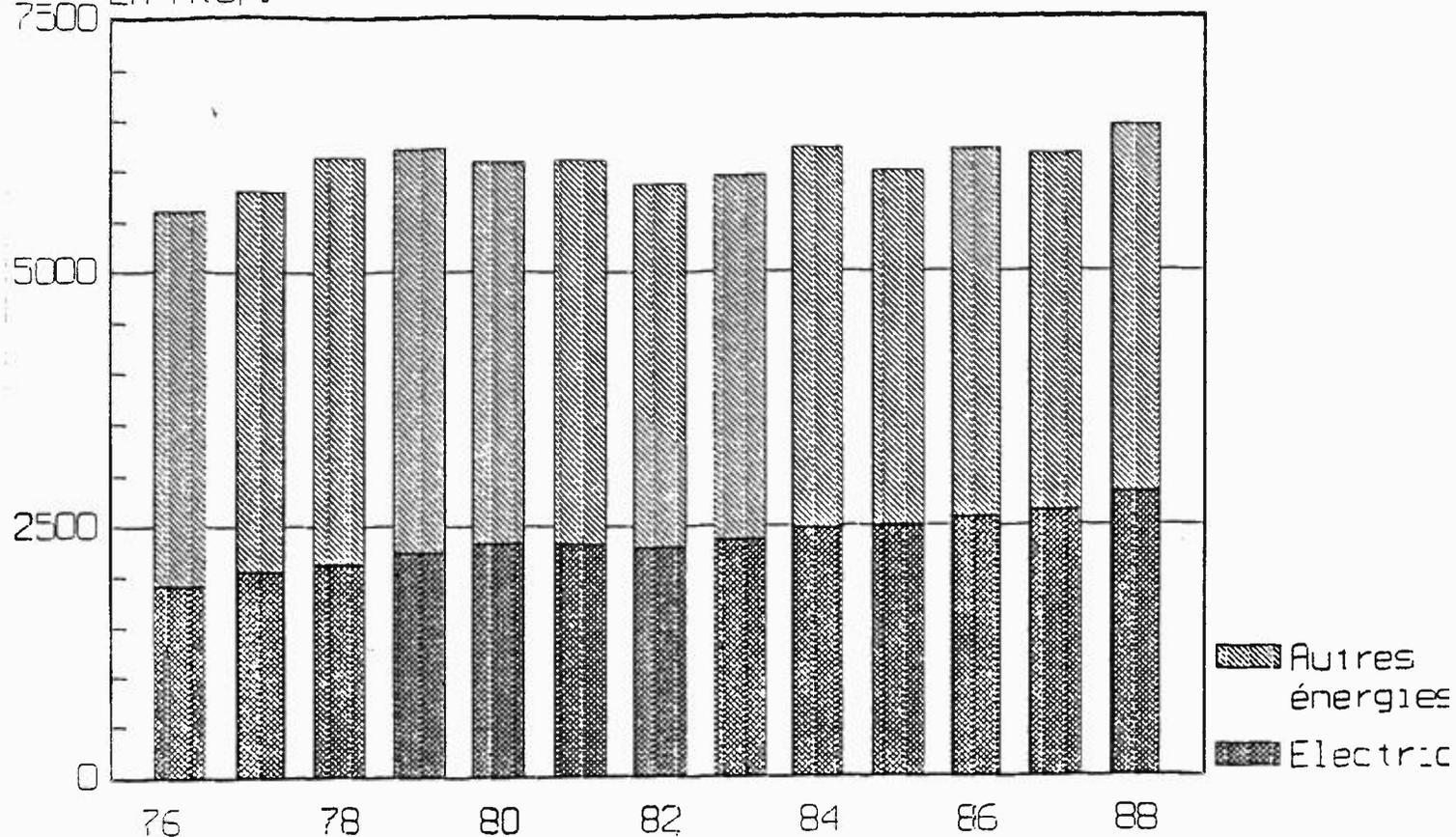


INESTENE - MPelectw (mars 90)

PART DES CONSOMMATIONS D'ELECTRICITE  
DANS LA CONSOMMATION TOTALE D'ENERGIE  
EN MIDI - PYRENEES

INESTENE

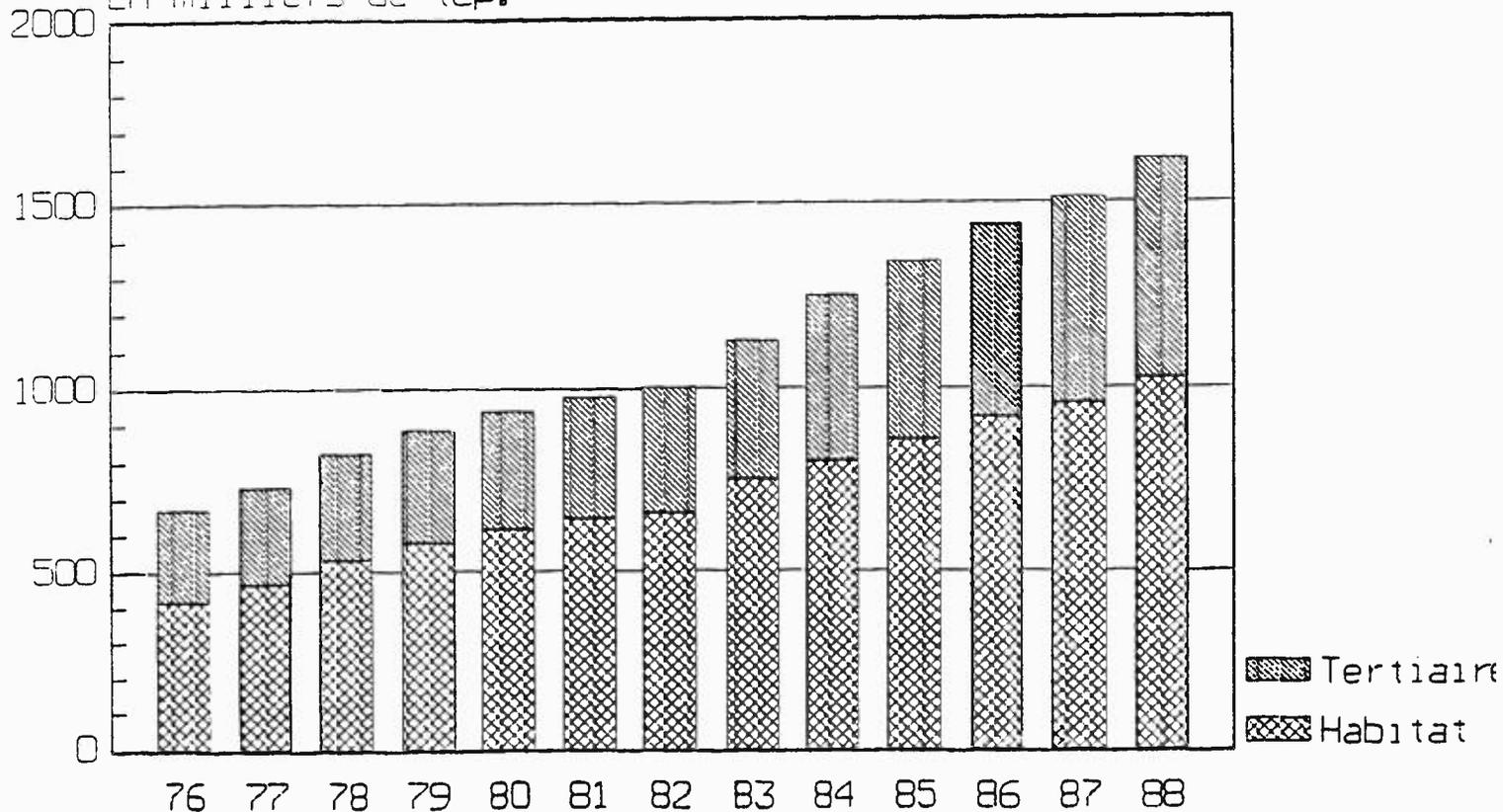
En Mtep.



CONSOMMATION D'ELECTRICITE DANS  
L'HABITAT ET LE TERTIAIRE  
EN MIDI - PYRENEES

INESTENE

En milliers de tep.



Pour la première fois depuis le début des années 50, les consommations d'électricité ont baissé de 3 % entre 1987 et 1988, passant de 11,9 TWh à 10,7 TWh.

*(Voir le graphe n° 12)*

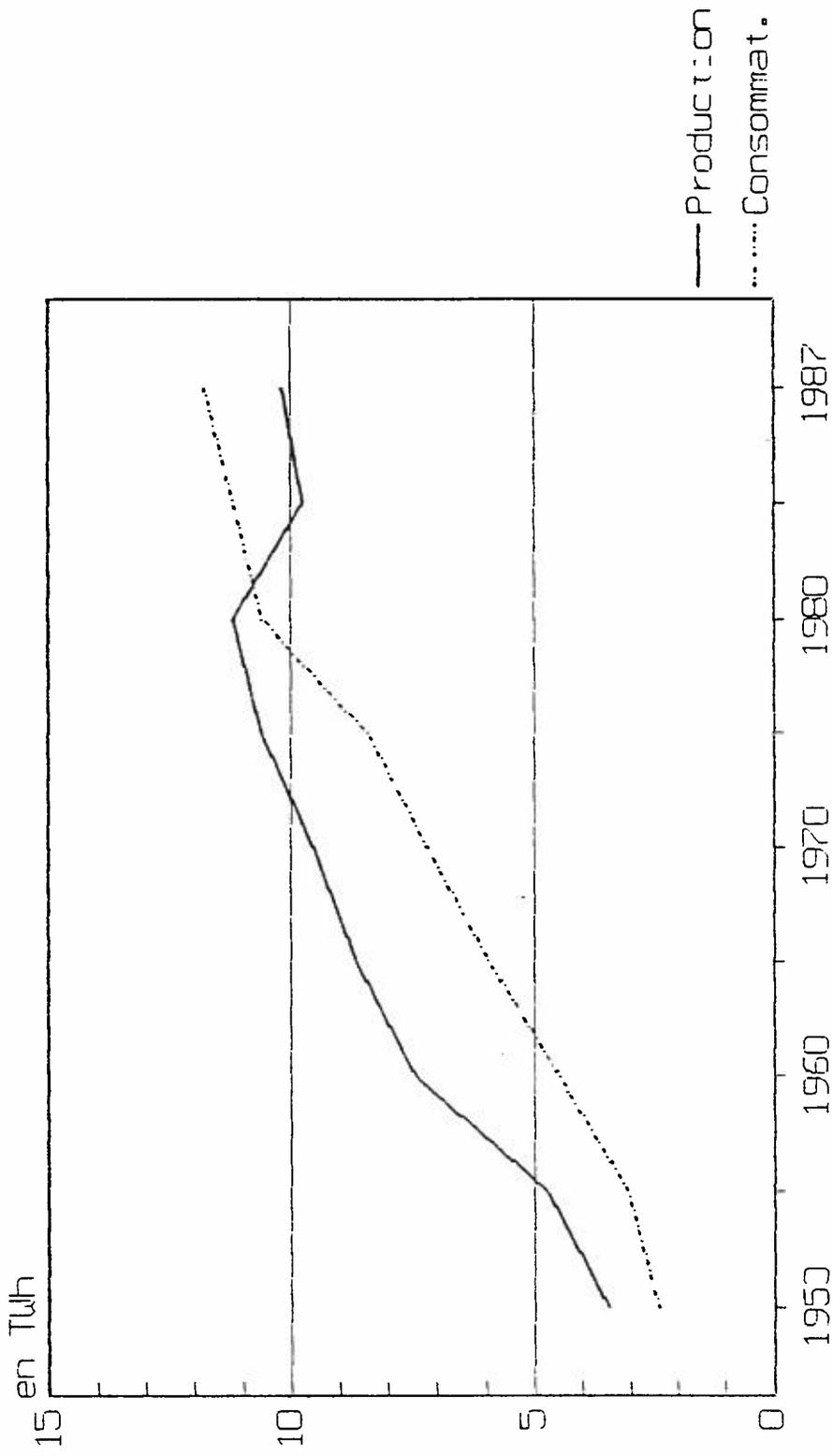
On remarque que la région Midi-Pyrénées est quasiment autonome en terme de production/consommation d'électricité et que le léger déficit de la fin des années 80 ne justifie en rien l'implantation du centre de production nucléaire de Golfech. Ce déficit s'explique essentiellement par l'abandon d'une partie de la production d'électricité d'origine thermique.

A quelques mois de la mise en service industrielle de la première tranche de Golfech, il est important de reprendre l'argumentaire fourni par les promoteurs du projet Golfech.

S'agissant de l'évolution des consommations d'électricité dans la région, on observe qu'elle est passée de 10,6 milliards de kWh en 1980 à 11,68 milliards de kWh en 1988, soit un accroissement moyen de 1,4 % par an. Avec la tendance actuelle des consommations, on aboutit en l'an 2000 à un chiffre de consommation de l'ordre de 14 milliards de kWh. A cette date on serait donc très en deçà du chiffre avancé par le rapport Neel de 34 milliards de kWh. Un tel chiffre ne pourrait être atteint qu'avec un accroissement des consommations de 9,2 % par an entre 1988 et 2000, évolution improbable compte tenu de la croissance démographique et économique de la région (on retrouve les mêmes erreurs de prévision qu'avant le premier choc pétrolier), et de l'évolution technologique allant dans un sens de moindre consommation.

A l'inverse, on observe que l'évolution des capacités de production électrique de la région, notamment à partir des ressources hydrauliques, ont été sous-estimées. Ainsi, entre 1985 et 1988, la production des centrales hydro-électriques de la région Midi-Pyrénées s'est accrue de 2.159 millions de kWh/an. Rappelons qu'en 1980 le rapport Neel indiquait que "les nouveaux barrages ne fourniraient que 500 millions de kWh/an".

PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE  
EN MIDI-PYRENEES



Irestene (MPe:ec:c)  
SDLRces : EDF

## 5. CAPACITE DE PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE EN FRANCE .

Le graphe ci-dessous représente :

\* pour l'évolution de la puissance installée, la puissance maximale possible, qui correspond à la somme des puissances maximales nettes réalisables pour chaque centrale en marche continue de 15 heures par jours, quand chacune de ses installations principales et annexes est entièrement en état de marche et quand les conditions d'alimentation en combustibles et en eau sont optimales ;

\* pour l'évolution de la puissance appelée, la puissance maximum appelée le jours le plus chargé de l'hiver de l'année considérée.

Ces deux paramètres ont été définis par EDF (cf "Statistiques annuelles de la production et de la consommation).

*(Voir les graphes n° 13 et n° 14)*

Alors que depuis 1976 la puissance maximum appelée sur le réseau a été de 62 GW - l'hiver 1987, la puissance installée a quant à elle augmenté de 108 % pour atteindre en 1988 100,5 GW.

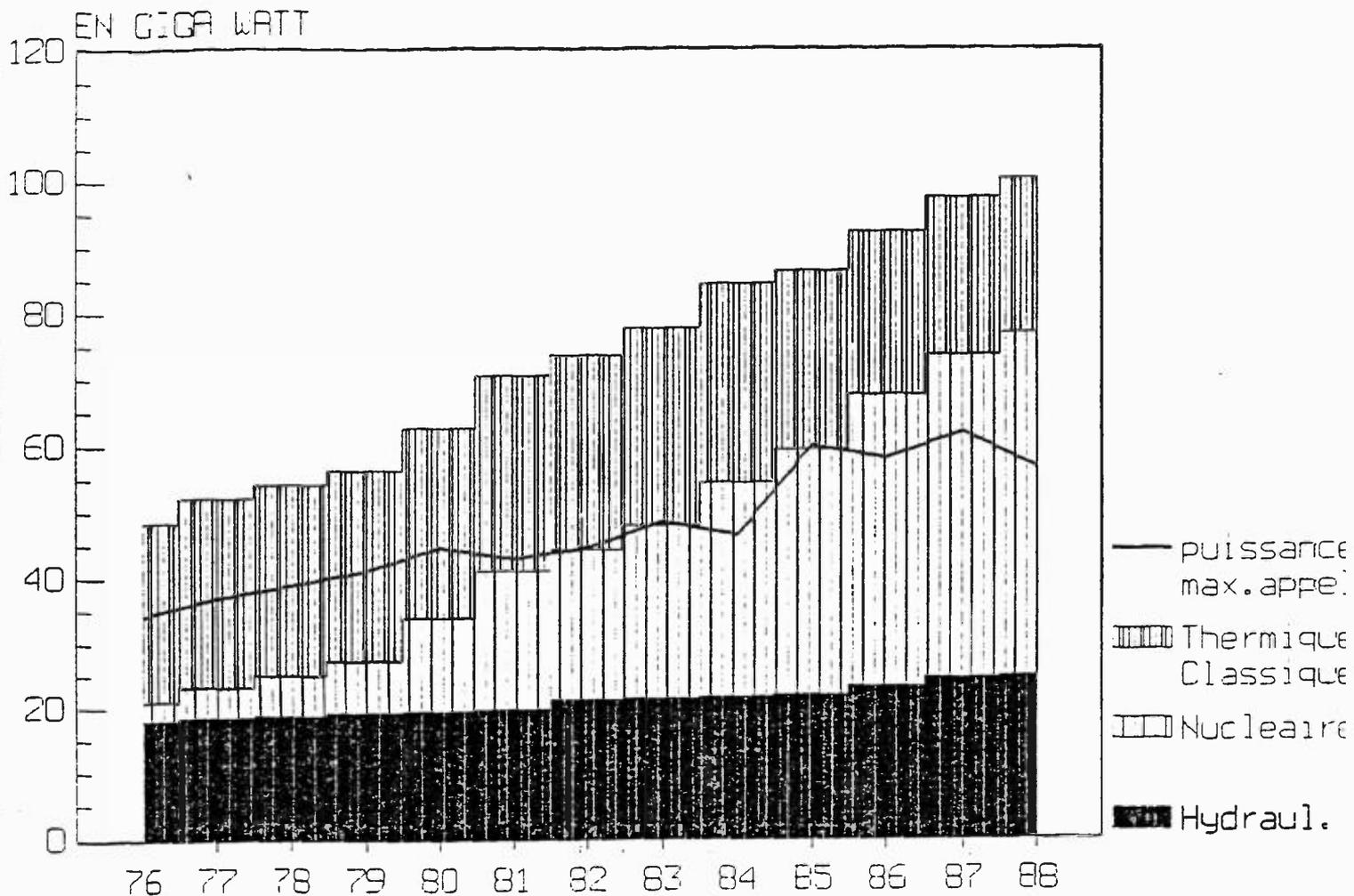
La surcapacité, qui représentait une valeur de 29 % en 1976 (marge de sécurité relativement forte, mais acceptable), est passée à 44 % en 1988.

Les électriciens européens ont pour règle de dimensionner leur parc de production avec une marge de sécurité de l'ordre de 20 %.

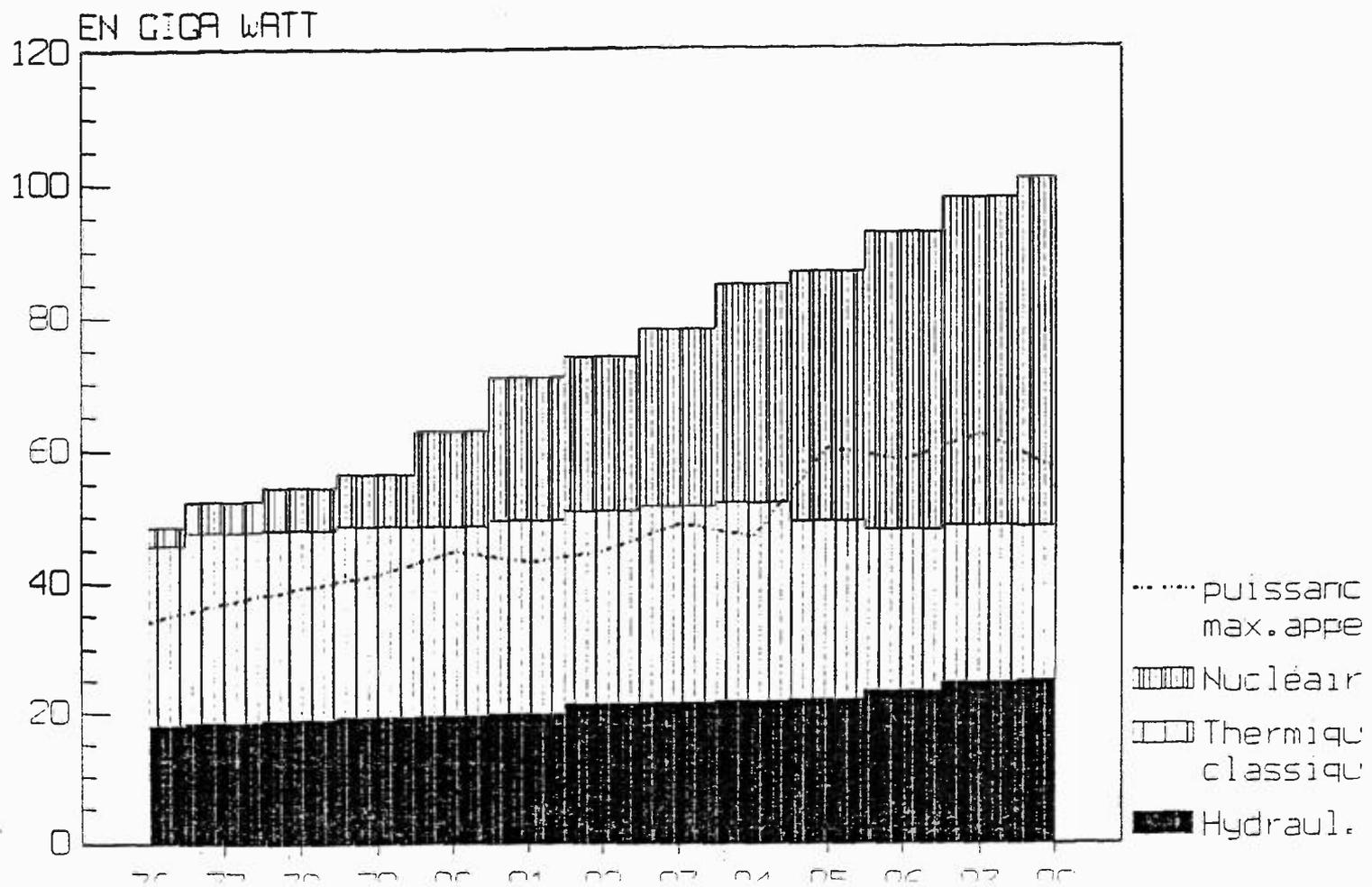
Cette surcapacité a été estimée à 9 réacteurs nucléaires par les experts du rapport Rouvillois qui précisent : *"EDF a corrigé avec retard et insuffisamment ses prévisions de demande d'électricité ... Il n'existe aucun besoin réel nouveau en terme de capacité de production d'ici l'an 2000"*.

Le centre de production nucléaire de Golfech n'a donc à ce jour aucun intérêt tant en ce qui concerne les besoins régionaux que les besoins nationaux. L'impact économique du centre de production nucléaire de Golfech du point de vue régional et de l'intérêt vis à vis des exportations d'électricité vers le sud-ouest de l'Europe est traité dans le chapitre suivant.

EVOLUTION DE LA SURCAPACITE  
DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANCAIS



EVOLUTION DE LA SURCAPACITE  
DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANCAIS



## 6. EVALUATION ECONOMIQUE DE LA CENTRALE NUCLEAIRE DE GOLFECH.

### 6.1. LA CENTRALE EN CHIFFRES.

Superficie totale du site ..... 110 hectares  
 Puissance nette par tranche ..... 1.310 MW  
 Nombre d'heures de fonctionnement  
 prévu (par tranche) ..... 6.100 h/an  
 Production annuelle prévue  
 (par tranche) ..... 8 milliards de kWh

L'évaluation économique du site de Golfech est un exercice délicat dans la mesure où il n'existe aucun document publié par les services d'EDF susceptibles de fournir l'ensemble des informations permettant d'établir le bilan financier du site.

D'autre part l'étude économique étant antérieure à la mise en service industrielle de la première tranche, il est difficile de préjuger de son rythme de fonctionnement et de sa fiabilité au cours des vingt cinq prochaines années.

Ces remarques préliminaires ne signifient pas qu'un calcul de rentabilité sérieux du site ne puisse être fait. Par contre, il importe de préciser chacune des règles de calcul retenues pour l'analyse.

### 6.2. ANALYSE ECONOMIQUE DE LA CENTRALE .

#### 6.2.1. Reconstitution des investissements.

Pour évaluer le montant de l'investissement, l'étude s'appuie sur les coûts de référence de la production d'électricité d'origine thermique publiés par le Ministère de l'Industrie en septembre 1986. Ces coûts de référence sont basés sur une durée de vie et des conditions de fonctionnement normatives des équipements et sont calculés avec un taux d'actualisation de 8 % à francs constants (taux du Plan). Ils correspondent au coût moyen prévisionnel du kW installé pour une centrale à mettre en service en 1992 - donc pour une centrale nucléaire dont les travaux ont été engagés en 1987 ou 1988.

Ces coûts permettent de restituer le montant de l'investissement en valeur 83, à la date du début de construction de la centrale de Golfech, par une simple actualisation des francs 86 au taux de 8 %.

Par exemple :

- coût de construction moyen pour les sites à 2 tranches de 1.300 MW	5.970 francs.86 par KW installé
- soit un coût d'investissement total de : 5.970 F x 1.300.000 KW =	7,76 milliards F.86
équivalents à	6,161 milliards F.83

Ce calcul a été rendu possible en tenant compte du fait que les coûts de référence retenus au 1<sup>er</sup> janvier 1986 (pour la construction d'une centrale mise en service en 1992) sont jugés par EDF équivalents aux coûts de référence du même investissement pour les centrales mises en service entre 1990 et 1992. Pratiquement, la répartition dans le temps des opérations d'investissement s'effectue comme suit :

Année n°1	n°2	n°3	n°4	n°5	n°6	n°7
!-----!						
!-----!						
!						
!						
!-----!						
! Génie civil de tranche !						
!						
!						
!-----!						
! Montage électro-mécanique !						
!						
!						
!-----!						
! Essais et mise en !						
! service de la 1 <sup>ère</sup> tranche !						
!						
!-----!						

Les coûts de construction associés à ces opérations ont donc évolué en fonction de l'inflation :

Années	en millions		
	F.constants 83	F.courants	F.actualisés 90 (taux de 8 %)
1983	330,8	466,1	798,8
1984	661,6	849,9	1348,7
1985	1323,1	1590,0	2336,3
1986	1984,7	2241,-	3049,1
1987	1323,1	1453,0	1830,3
1988	661,6	707,4	825,1
1989	330,8	342,7	370,1
<b>Total</b>	<b>6615,7</b>	<b>7650,3</b>	<b>10558,4</b>

Ce calcul sur l'investissement prend indirectement en compte les retards de mise en fonctionnement de la centrale de Golfech à travers l'actualisation des données. Le site devait accueillir initialement quatre tranches de 1.300 MW, alors que seules les tranches 1 et 2 seront construites. La première tranche (dont les travaux ont débuté en 1983, l'opération d'aménagement du site a même commencé dès 1980), devrait être couplée au réseau au cours de la seconde moitié de l'année 1990 alors que le couplage au réseau était initialement prévu pour 1989. La deuxième tranche (dont la construction a débuté en 1986) devrait selon les prévisions d'EDF entrer en service en 1993, donc elle aussi avec un an de retard. Ce retard pénalise financièrement les coûts d'investissement.

On observe en effet que l'actualisation a pour conséquence d'alourdir les dépenses anciennes. Cette opération ne fait que traduire le coût d'opportunité des sommes immobilisées pendant toute la durée des travaux. En effet, jusqu'à la mise en service de la tranche, les investissements ne sont productifs d'aucune richesse. Ils constituent donc un manque à gagner.

Outre les coûts de construction, les dépenses liées à la réalisation de la centrale comprennent :

1) Les frais de maître d'oeuvre (dépenses de la Direction de l'Équipement d'EDF). Ces frais sont estimés par EDF à environ 11 % du coût de construction. Pour la première tranche de Golfech, nous avons donc retenu le chiffre de 1.532 millions de francs 90.

2) Les frais de pré-exploitation équivalents à 207 francs par kW installé, soit un total de 366 millions de francs 90.

3) Les frais intercalaires (3.226 millions de francs 90) correspondant aux charges financières liées aux emprunts et aux capitaux immobilisés pendant la période de construction. EDF évalue leur montant à 27 % du coût de construction majoré des frais de maître d'oeuvre.

Au total, l'investissement (actualisé en francs 90) s'élève pour la tranche n°1 de Golfech à 14.936 millions de francs 90.

#### 6.2.2. Calcul des frais d'exploitation.

Les charges de fonctionnement imputables à la centrale de Golfech (personnel, combustibles, fiscales, démantèlement et distribution) ont été reconstituées à partir d'une étude documentaire s'appuyant sur les rapports d'activité publiés par EDF pour les centrales du palier P4 (centrales de 1.300 MW du type de Golfech), c'est à dire Cattenom 1-2 et Saint-Alban 1-2.

Les charges d'exploitation de la centrale peuvent être classées en trois catégories :

*a) Les charges directes d'exploitation :*

Elles regroupent les charges de personnel, les frais de maintenance, les frais de combustible et d'élimination des déchets nucléaires, et les provisions pour le démantèlement de la centrale.

Les charges de personnel, évaluées sur la base d'un effectif moyen de 550 agent par site à 2 tranches, représentent environ 78 millions de francs 90, soit pour la tranche n°1 : 39 millions de francs 90.

Les autres charges d'exploitation (maintenance, réparations, ...) atteindraient, sur la base des dépenses observées sur le site de Saint-Alban, 382 millions de francs. Les frais de combustible ont été estimés à 408 millions de francs en moyenne annuelle. Les provisions pour démantèlement sont plus délicates à évaluer. Elles sont en effet l'objet de violentes polémiques entre experts. Les évaluations des dépenses occasionnées par les opérations de démantèlement vont souvent du simple au double. Pour notre part, nous avons retenu les chiffres fournis par EDF (ils se situent dans la partie basse des estimations), soit 7 millions de francs 90 par an.

Au total, les charges directes d'exploitation annuelles (hors amortissement) s'élèveraient à 836 millions de francs 90.

*b) Les charges fiscales :*

Elles devraient atteindre 60 millions de francs. Elles incluent principalement les taxes foncières et professionnelles versées pour l'essentiel à la commune d'accueil et au département.

La taxe professionnelle, dont le montant est déterminé sur la base de la valeur locative des immobilisations corporelles et des salaires versés par l'établissement, atteindra en moyenne 52 millions de francs 90 par an.

La taxe foncière imputable à la tranche n° 1 devrait pour sa part atteindre 5 millions de francs 90.

*c) Les frais de transports et de distribution :*

Ces frais sont proportionnels à la production des tranches envoyée sur le réseau principal puis acheminée sur le réseau de distribution jusqu'au consommateur final.

Sur la base des publications EDF, ces coûts sont estimés pour 1990 à :

- 3,4 centimes par kWh pour les frais de transports, et
- 19,4 centimes par kWh pour les frais de distribution et de commercialisation.

### 6.2.3. Calcul des recettes.

En règle générale, l'électricité vendue par EDF correspond à des produits différenciés qui sont fonction de la nature, de la durée et de la période d'usage. A chaque usage s'applique une tarification différente qui est sensée retranscrire le coût de la production du kWh. Ainsi, les usages permanents dans l'année (industrie, transports en commun, électro-ménager, éclairage) sont alimentés par les équipements ayant les plus faibles coûts en combustibles (hydraulique et nucléaire) (production de base).

Les usages d'hiver (chauffage électrique notamment) sont satisfaits par des équipements fonctionnant moins de 2.000 heures par an, voire quelques centaines d'heures (hydraulique de lac, centrales thermiques au charbon ou au fioul, turbines à gaz) - production de pointe. Ces derniers équipements se caractérisent, à l'inverse du nucléaire, par de moindres coûts de construction mais de fortes charges en combustibles (production de pointe).

Pour tenir compte de cette situation,

- l'année est découpée en 5 périodes :
  - . les 22 jours ayant les pointes de consommation les plus fortes. Sur ces 22 jours (400 h) les industriels qui peuvent se délester bénéficient du tarif le plus faible : 9,47 centimes le kWh. Dans le cas où l'entreprise ne peut pas se délester, les pénalités sont très fortes : jusqu'à 213 centimes le kWh ;
  - . les usages d'hiver en heures pleines,
  - . les usages d'hiver en heures creuses,
  - . les usages d'été en heures pleines,
  - . les usages d'été en heures creuses.
- les secteurs consommateurs sont différenciés :
  - . le prix de vente moyen varie de 30 centimes le kWh dans l'industrie à 70 centimes pour le particulier.

En principe, le système de tarification français traduit l'adéquation du parc à la demande d'électricité. Les recettes

d'une centrale nucléaire sont donc fonction de sa durée de fonctionnement (1) et du tarif de vente appliqué aux différents utilisateurs pour leurs besoins en base.

Le calcul des recettes d'électricité est donc :

Recettes = (puissance x heures fonctiont) x (1/A T1 + 1/B T2  
+ ... + 1/n Tn)

avec :  $1/A + 1/B + \dots + 1/n = 1$ ,

Tn = tarif moyen appliqué en base au secteur n,

1/n = part relative du secteur consommateur n dans la consommation électrique totale.

Connaissant la structure de la demande d'électricité pour l'industrie et le résidentiel-tertiaire dans la région Midi-Pyrénées, ce calcul pourrait permettre d'estimer le montant des recettes générées par la centrale nucléaire de Golfech.

Cette méthode ne peut cependant être appliquée dans le cas présent car elle ne prend pas en compte la situation de surcapacité du parc électronucléaire français, ni de quasi autonomie de la région Midi-Pyrénées en ce qui concerne la production et la consommation d'électricité.

En l'état actuel de la demande d'électricité en France, la sur-capacité nucléaire pour 1990 est d'environ 10 GW, ce qui correspond à environ 9 tranches de 1.300 MW. Cette situation n'est pas sans incidences sur la rentabilité du programme électronucléaire français. Elle oblige en effet à un fonctionnement de nombreuses centrales sur des durées inférieures à celles pour lesquelles elles ont un avantage économique sur les autres équipements producteurs d'électricité (5.000 heures). Ainsi, l'évolution du facteur de charge (c'est à dire la durée annuelle pendant laquelle une tranche nucléaire fonctionne effectivement) ne cesse de décroître depuis 1984, avec toutefois une légère remontée en 1989 (moindre production des équipements hydrauliques).

Le développement des exportations d'électricité, aussi important soit-il (5 fois la consommation de la région Midi-Pyrénées) ne peut absorber à lui seul la surcapacité. La valeur des exportations en 1989 a été de 51,3 TWh - soit l'équivalent de la production de 7 centrales nucléaires de 1.300 MW ayant fonctionné 5.500 h (durée de fonctionnement moyenne des centrales nucléaires françaises en 1989).

---

(1) Théoriquement, d'après les calculs du Ministère de l'Industrie, en terme de coût, une centrale nucléaire acquière son avantage économique sur les autres équipements de production d'électricité lorsqu'elle fonctionne plus de 5.000 heures par an.

Ce constat nous amène à considérer que la centrale de Golfech ne pourra dégager des recettes que dans deux cas de figure :

*\* 1er cas : Substitution de la production de Golfech à la production d'une autre centrale.*

Dans ce cas, l'introduction de la centrale de Golfech a pour conséquence d'augmenter la puissance déjà excédentaire du parc électronucléaire et en corollaire de répartir la production d'électricité sur un plus grand nombre de centrales. Une grande partie du parc passerait alors en deça de la limite des 4.900 h de fonctionnement et donc le rythme d'amortissement des équipements serait ralenti.

Cette hypothèse, si elle était retenue, reviendrait à aggraver la situation économique déjà catastrophique d'EDF (4,1 milliards de déficit en 1989, et 232,5 milliards de francs d'endettement pour la même année, soit 1,6 fois son chiffre d'affaire).

*\* 2ème cas : Accroissement des exportations pour assurer une production continue de la centrale sur au moins 5.000 heures.*

Pour ce faire, il faudrait qu'EDF soit capable dans les deux années à venir d'accroître le niveau de ses exportations d'environ 17 % pour absorber les 7,15 TWh produits par la centrale de Golfech n'aggravent pas la situation actuelle. Cette hypothèse doit évidemment s'accompagner d'un prix de vente du kWh permettant l'amortissement économique de la nouvelle centrale nucléaire.

*\* LES OPTIONS QUE NOUS AVONS RETENUES :*

Pour le calcul de l'amortissement de la première tranche, nous nous plaçons dans cette seconde hypothèse. Ce choix est motivé par divers éléments :

. La première hypothèse s'inscrit dans une logique non économique. Elle conduit, dans la situation de surcapacité constatée, à reconnaître que Golfech est une erreur du point de vue du dimensionnement du programme électronucléaire français.

. L'existence d'un nouveau contrat passé entre EDF et le Portugal pour la fourniture d'électricité, pour un abonnement de puissance d'environ 300 MW et d'une durée de 5 ans ferme.

. L'existence de négociations avec l'Espagne pour la signature d'un contrat au terme duquel EDF s'engagerait à garantir une puissance de 1.000 MW pendant 10 ans (les Espagnols préféreraient une formule plus souple, soit un contrat de 5 ans portant sur 500 MW d'abonnement minimum, le reste de la puissance étant appelé en fonction des besoins).

. L'intérêt affiché par les Britanniques de construire une autre ligne (il existe déjà une liaison France-Grande-Bretagne (IFA 2000) de 2.000 Mégawatts). L'investissement serait d'un milliard de livres sterling (soit 10 milliards de francs français). Des banques et des industriels britanniques ont fait savoir qu'ils sont prêts à participer à son financement.

. La construction d'une nouvelle liaison de 400 kV entre Cazaril (France) et Aragon (Espagne) qui entrera en service dans 3 ans. La ligne, longue de 213 km dont 55 km en France, devrait avoisiner pour notre pays un coût de 311 millions de francs 90.

L'exploration de cette hypothèse est réalisée à travers la présentation de deux scénarios de production :

**\* 1<sup>ET</sup> SCENARIO :**

-----

On considère que le marché à l'exportation est suffisamment large pour livrer l'ensemble de la production de Golfech. La seule contrainte à la réalisation du contrat devient la disponibilité technique de la centrale. On retient dans ce scénario un facteur de charge de 79 %, c'est à dire le meilleur facteur de charge obtenu en 1989 par un réacteur de la même filière que Golfech 1 (PALUEL 2). Cela équivaut à 6.957 heures de fonctionnement par an et donc à une production annuelle de 9.044 GWh. On observera que dans ce scénario, on ne préjuge d'aucune difficulté pouvant survenir au cours des premières années de fonctionnement à l'instar des incidents que l'on a constaté sur le site d'autres réacteurs de 1.300 MW, notamment de Nogent.

Ce scénario comprend deux variantes selon le prix de vente du kWh:

\* La première variante suppose que l'ensemble des ventes s'effectue au prix moyen du kWh exporté en 1989, soit 19,4 centimes, chiffre optimiste quand on sait que les nouvelles parts de marché gagnées par EDF se feront en partie au détriment de la production nationale des pays importateurs. Ces contrats dépassent en effet le simple cadre des échanges d'électricité, pratique courante dans la CEE ayant pour but d'adapter les capacités de production ou de paliers à une déficience temporaire des installations. Les contrats d'EDF impliquent en effet l'acceptation par les pays importateurs d'un certain degré de dépendance en même temps que l'abandon de certaines opportunités nationales (par ex : la production d'électricité à partir du charbon asturien). Cette situation ne va pas sans quelques compensations financières.

A noter que ce chiffre de 19,4 centimes est un chiffre brut calculé sur la base du chiffre d'affaire à l'exportation réalisé par Edf. Il ne tient pas compte des charges d'exploitation associées à ces livraisons.

\* La deuxième variante cherche à donner une estimation du prix du kWh net à l'exportation. Elle s'appuie sur une hypothèse de prix de vente de l'électricité de 16 centimes le kWh pour les nouveaux contrats passés avec le Portugal et l'Espagne. Nous avons tenu compte dans cette hypothèse des termes des contrats antérieurs. Ainsi, jusqu'en 1989, les prix pratiqués pour la vente de l'électricité au Portugal étaient compris entre 12 et 14 centimes le kWh. Sur ce montant, EDF rétrocédait 1,3 centimes à la compagnie espagnole RED ELECTRICA pour les droits de péage. Le nouveau contrat signé en janvier 1990 avec la société portugaise ELECTRICIDADE DE PORTUGAL porterait sur un prix du kWh livré de 20 centimes.

Pour obtenir le prix net, nous avons retiré un droit de péage de 10 %, et 2 centimes par kWh correspondants à l'amortissement et à l'entretien de la partie française de la ligne Cazaril-Aragon.

Dans les calculs d'amortissement, ce prix de 16 centimes par kWh est généralisé à l'ensemble des exportations d'électricité correspondant à la production de la tranche n°1 de Golfech en considérant que des contrats trop différenciés en terme de prix sont toujours mal acceptés ou impliquent en parallèle certaines compensations (clause de la nation la plus favorisée).

#### \* 2EME SCENARIO :

-----

Ce scénario retient un facteur de charge de 62 %, correspondant au facteur de charge moyen observé en 1989 sur l'ensemble du parc électronucléaire. A noter que ce chiffre est surévalué par rapport aux valeurs observées en 1987 (59,4 %) et en 1988 (58,49 %), cela s'explique par la réduction de la production hydro-électrique conséquence de la sécheresse. Il devrait baisser dès 1990. Ce facteur de charge équivaut à 5.469 heures de fonctionnement par an et donc à une production annuelle de 7.110 GWh. Dans ce scénario nous avons appliqué les variantes 1 et 2 sur le prix de vente de l'électricité (19,4 et 14,5 centimes).

#### 6.2.4. Calcul du niveau d'amortissement.

Dans les deux scénarios qui ont été envisagés, on constate que l'amortissement des investissements est loin d'être atteint en fin de période d'exploitation de la centrale. (Voir les 4 graphiques ci-après).

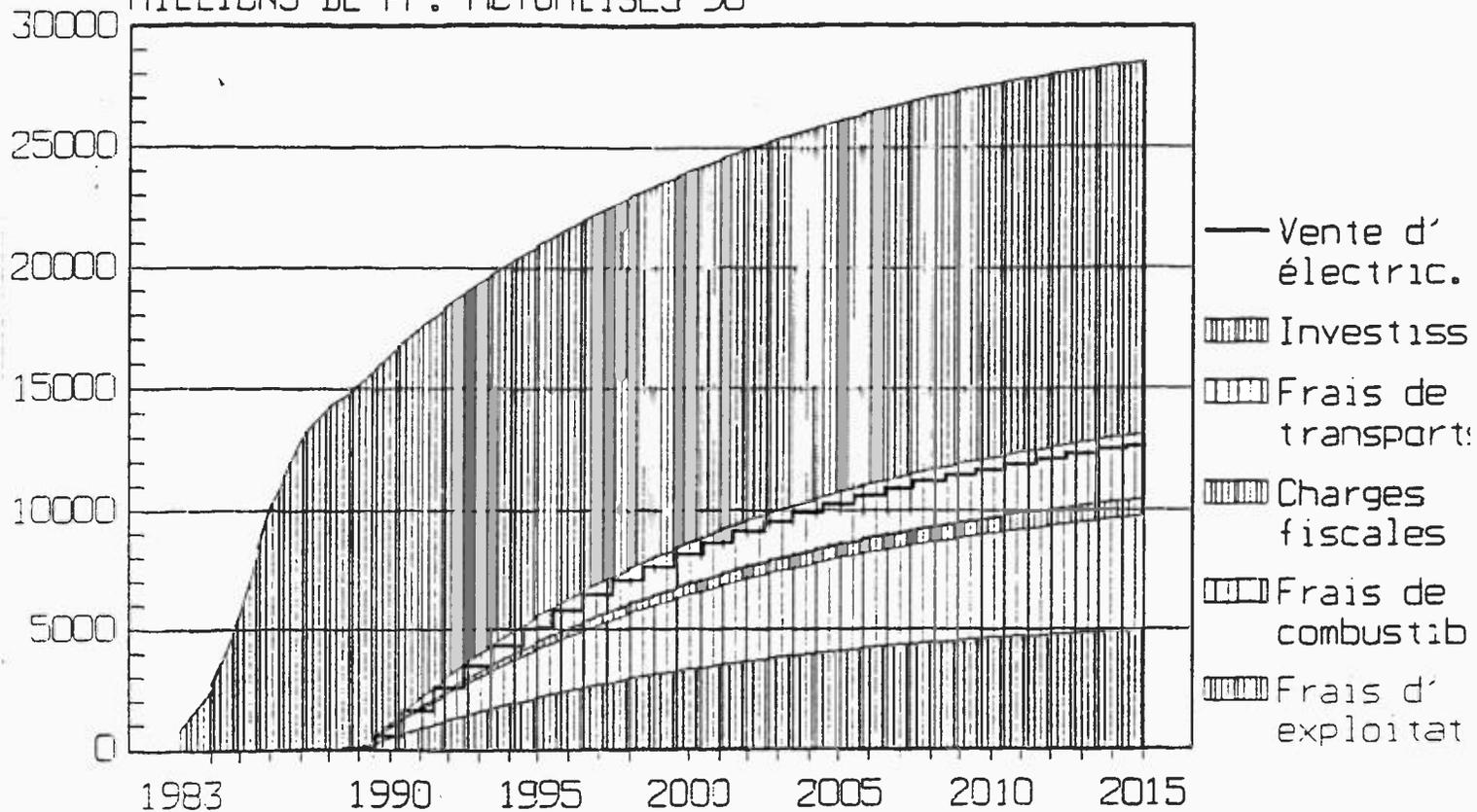
PREVISION D'AMORTISSEMENT de GOLFECH

INESTENE

Scénario 1 : 5.469 h de fonct.

Hypothèse 1 : 16 cts/Kwh

MILLIONS DE FF. ACTUALISES 90



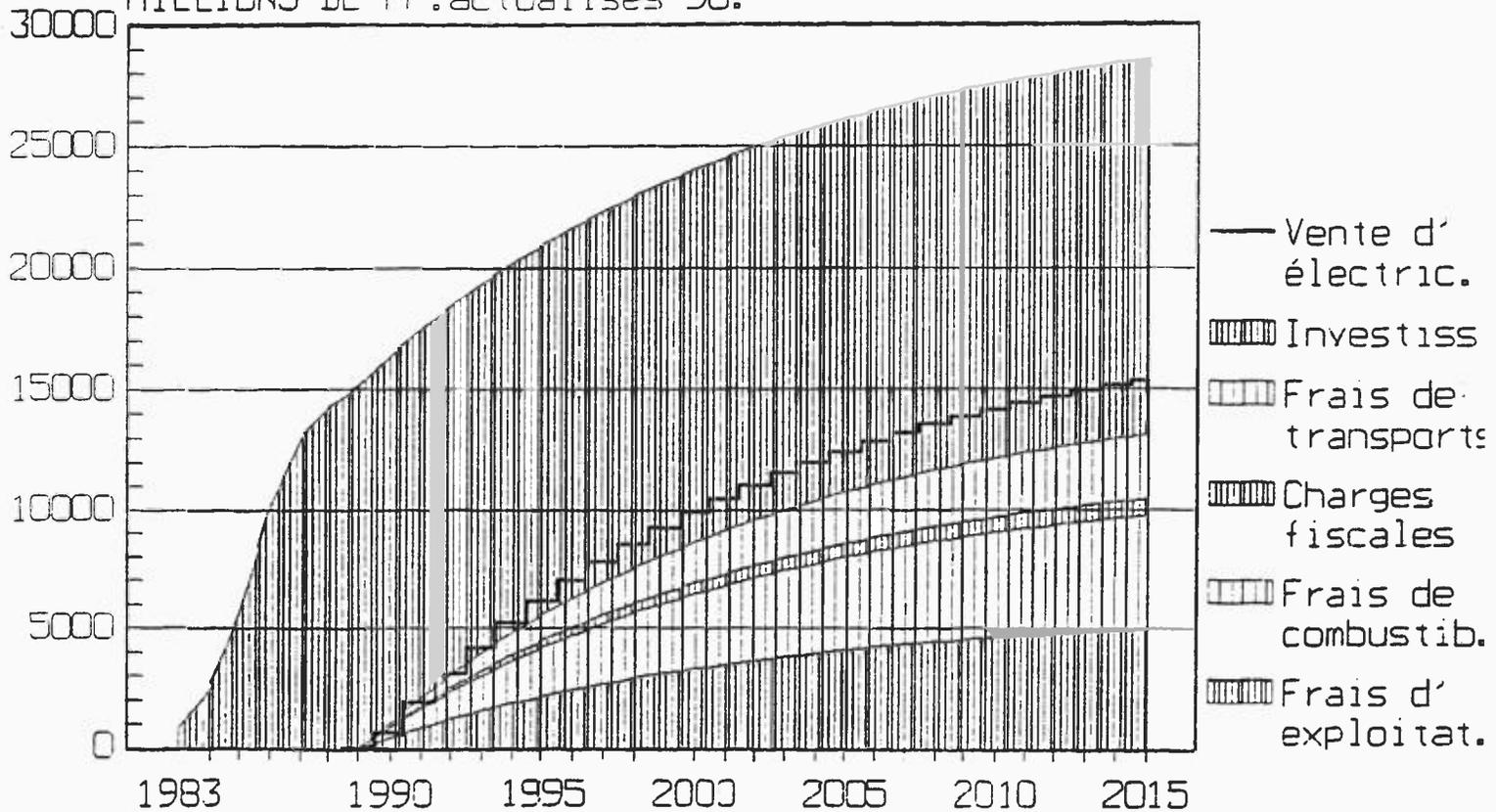
PREVISION D'AMORTISSEMENT de GOLFECH

INESTENE

Scénario 1 : 5.469 h de fonct.

Hypothèse 2 : 19.4 cts/Kwh

MILLIONS DE FF. actualisés 90.

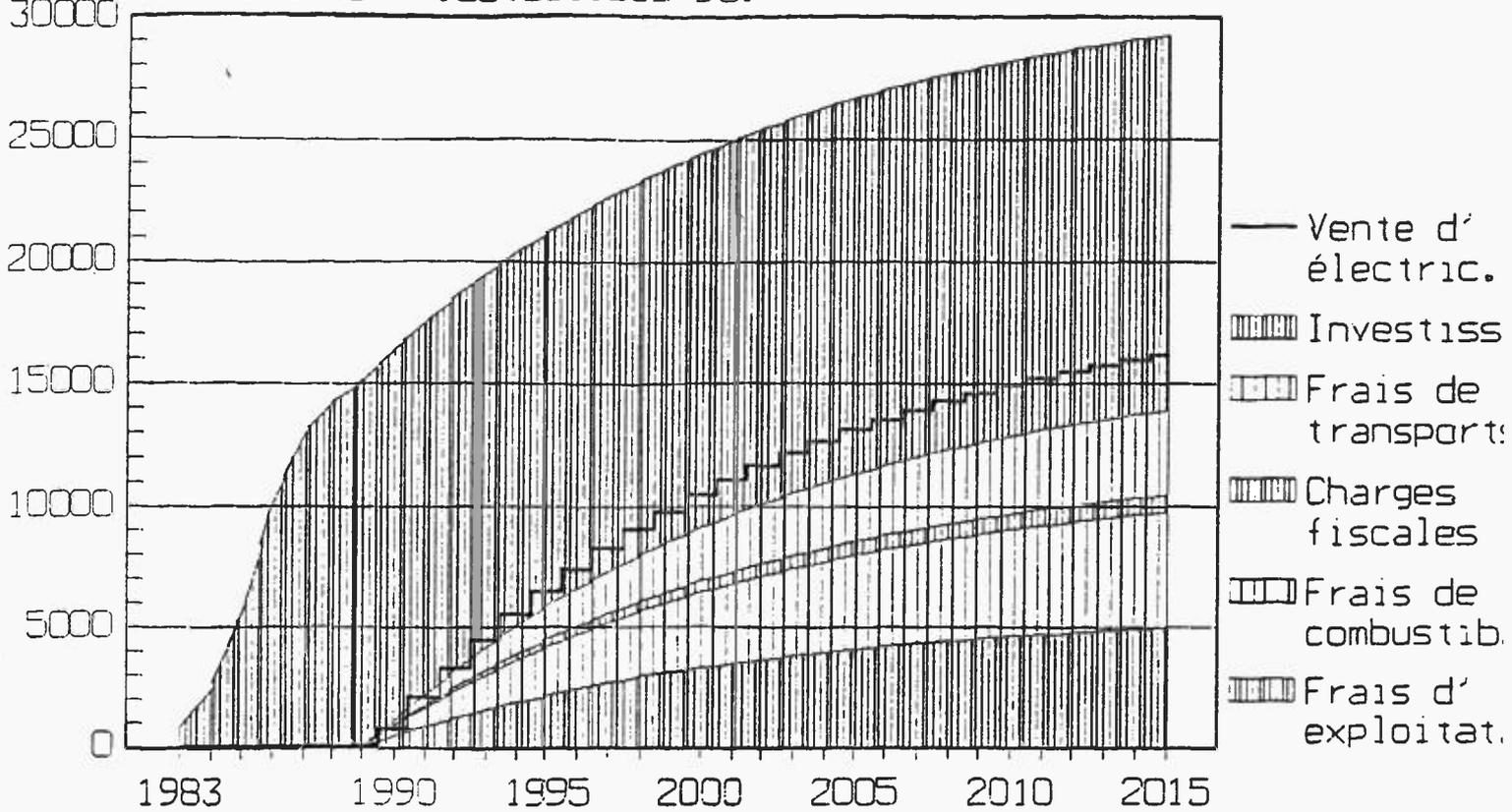


PREVISION D'AMORTISSEMENT DE GOLFECH

Scénario 2 6.957 h de fonct.  
 Hypothèse 1 16 cts/kwh

INESTENE

MILLIONS DE FF. actualisés 90.

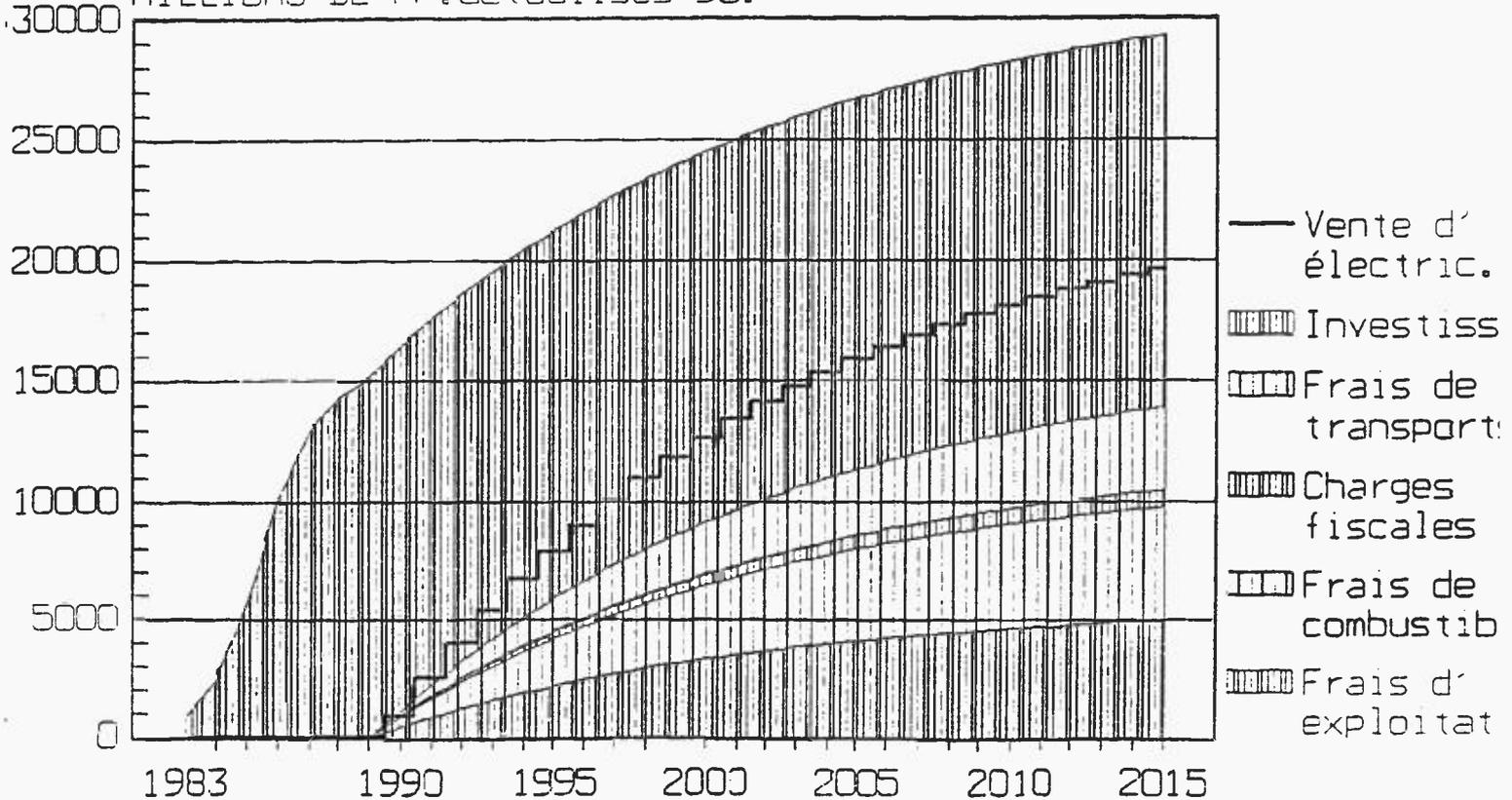


PREVISION D'AMORTISSEMENT de GOLFECH

Scénario 2 : 6.957 h de fonct.  
 Hypothèse 2 19.4 cts/kwh

INESTENE

MILLIONS DE FF. actualisés 90.



L'amortissement net des équipements après 25 ans de fonctionnement fluctue entre 0 % dans le scénario 1 hypothèse 1, et 37 % dans le scénario 2 hypothèse 2.

On peut raisonnablement penser, dans le cas où la centrale viendrait à démarrer dans le courant de l'année 1990, que l'amortissement de la première tranche se situerait dans la fourchette : 0 % - 37 %. Il convient toutefois de rappeler que les scénarios qui ont été retenus sont certes contrastés, mais ne sont en aucun cas extrêmes. En effet, nous avons supposé que l'ensemble des contrats à l'exportation s'accompagnaient d'un appel en continu de la puissance souscrite, ce qui dans la réalité est loin d'être le cas. De même, nous n'avons introduit aucune réduction de la production consécutive aux révisions décennales de la centrale (arrêts de 4 à 6 mois).

Sur l'ensemble des graphiques, on peut observer que le volume des recettes générées par la production de la tranche n° 1 reste dans des proportions équivalentes au volume des charges d'exploitation. Ce phénomène traduit une situation de vente de l'électricité à son coût marginal de court terme. En d'autres termes, le prix des ventes n'est pas en mesure d'assurer un volume de recette suffisant pour garantir en fin d'exploitation la couverture financière des investissements de renouvellement des installations.

En définitive, l'amortissement de la tranche n° 1 ne pourrait être obtenue que sur la base d'un prix de vente de l'électricité compris entre 25 centimes et 30 centimes le kWh (selon les scénarios retenus). Ce prix ne peut être atteint en dehors du marché national. Nous l'avons déjà souligné, la situation de surcapacité du parc électro-nucléaire interdit pour l'instant toute perspective de débouchés sur ce marché pour la production du centre de production nucléaire de Golfech.

#### 6.2.5. Impact financier de la centrale nucléaire de Golfech.

En vertu du contrat signé en décembre 1981 entre EDF et le Conseil Régional de Midi-Pyrénées, contrat rendu public au mois d'avril 1982, EDF s'engageait à verser directement au Conseil Régional 10 millions de francs par an pendant toute la durée des travaux de Golfech et 6 millions de francs par an lorsque la centrale serait en activité. Ces fonds devaient servir à compléter le financement des actions économiques du Conseil Régional.

Le contrat précisait en outre que 60 % de la main d'oeuvre du chantier serait recrutée sur place, de même que 40 % du personnel permanent de la centrale. Au total, les entreprises locales étaient assurées d'obtenir l'équivalent de 1,2 milliards de francs sur un total de 11 milliards.

Sur la base de ces données, on peut estimer que les retombées (y compris l'activité induite) pour la région durant la période des travaux, exprimée en francs 90, s'élève à 2,361 milliards de francs, soit 954 francs par habitant de la région Midi-Pyrénées.

*\* Détail :*

- Contribution totale EDF : 140,6 millions de F.90  
(actualisation au taux de 8%)

Montant des travaux (\*) pris en charge  
par les entreprises locales : 1,2 milliards de F.82

- Montant des travaux pris en charge  
par les entreprises locales : 2,221 milliards de F.90

- Total (en milliards F.90) : 2,361 milliards de F.90

(\*) Ce calcul suppose que le chiffre d'affaire réalisé par les entreprises locales est reversé sous forme de salaires à des résidents de la région, et que les consommations intermédiaires de ces entreprises sont totalement livrées par des entreprises de la région. C'est une hypothèse optimiste. Elle permet néanmoins de tenir compte de l'activité économique induite sur la région, de façon il est vrai sur-estimée.

Total en milliards de F.90 : 2,361

Population estimée 90 (millions) : 2,475

Retombées économiques sur 7 ans : 954 F/personne

En toute logique, la présentation de l'impact financier de la construction de la centrale de Golfech devrait être accompagnée d'une analyse des dépenses engendrées au niveau de la commune, des départements et de la région par la réalisation du projet. En l'absence de documents officiels, on peut simplement évoquer les principaux types de dépenses auxquelles ont du faire face ces collectivités. Il s'agit essentiellement de dépenses d'infrastructure et d'accueil des populations : transports, école, logement (HLM), voirie.

A partir du démarrage de la tranche n°1 de la centrale de Golfech, les retombées économiques de la centrale seront composées par :

- la part des salaires versée effectivement et dépensée dans la région,
- les activités d'entretien sous-traitées à des

entreprises locales,  
- les recettes fiscales (taxe professionnelle pour l'essentiel).

\* *Bilan* :

. <i>Salaires</i> :	78 MF x 65 % (2) =	50,7 MF
. <i>Sous-traitance</i> :	163 MF x 60 % (2) =	98 MF
. <i>Taxe professionnelle</i> :		52 MF
dont : commune d'accueil	40 %	
département	30 %	
région	3 %	
chambre du commerce et de l'industrie	10 %	
syndicats et district	6 %	
soit :	46,28 MF	
et cotisation nationale et frais	11 %.	
. <i>Taxe foncière</i> :		5 MF
. <i>Contribution d'EDF</i> au financement des actions économiques du Conseil Régional		6 MF
TOTAL .....		206 MF.90
soit :	83 francs par habitant,	

.....  
(2) Estimations à partir des bilans annuels d'EDF pour la centrale de Saint-Alban (65 % des salaires et 60 % de la sous-traitance iront effectivement à la région).

SIMULATION DE L'AMBISSONNET DE LA CENTRALE NUCLEAIRE DE COUPON

SCENARIO 1	
Facteur de charge de	62,44 %
soit une durée de fonctionnement annuelle de	549 heures
soit correspond au facteur moyen du parc	
* scénario français en 1995.	

Année	Initiale Compté	Actualisat. Coûts de Construction F. CONSTANT	Coûts de Construction F. COORDONATS	Coûts de Construction F. ACTUALISES	Frais de Matre d'oeuvre de l'Etat	Frais Intermediaires	Total Invest. (f)	Investis. Actualise	Année de Production Electrique	Production Electrique Annuelle en GWh	Année de Cumule en GWh
1991	1.09	1.7130	300	3%	575	61	172	811	811		
1992	1.17	1.5869	616	721	1145	126	343	1613	2425		
1993	1.24	1.4693	1232	1579	2247	247	673	3167	3592		
1994	1.27	1.3695	1848	2339	3183	350	954	4467	10079		
1995	1.30	1.2597	1232	1668	2926	223	607	2855	12934		
1996	1.25	1.1644	616	829	967	106	290	1361	16297		
1997	1.30	1.0800	300	425	459	233	187	879	15176		
1998	1.30	1.0000						232	15400	2500	3250
1999		0.9259							15400	5469	7110
2000		0.8573							15400	5469	7110
2001		0.7930							15400	5469	7110
2002		0.7350							15400	5469	7110
2003		0.6806							15400	5469	7110
2004		0.6302							15400	5469	7110
2005		0.5825							15400	5469	7110
2006		0.5403							15400	5469	7110
2007		0.5002							15400	5469	7110
2008		0.4632							15400	5469	7110
2009		0.4289							15400	5469	7110
2010		0.3971							15400	5469	7110
2011		0.3677							15400	5469	7110
2012		0.3405							15400	5469	7110
2013		0.3152							15400	5469	7110
2014		0.2919							15400	5469	7110
2015		0.2703							15400	5469	7110
2016		0.2502							15400	5469	7110
2017		0.2317							15400	5469	7110
2018		0.2145							15400	5469	7110
2019		0.1987							15400	5469	7110
2020		0.1839							15400	5469	7110
2021		0.1703							15400	5469	7110
2022		0.1577							15400	5469	7110
2023		0.1460							15400	5469	7110
Total			6161	7707	10601	1532	3276	15400	15400		100993

EXECUTION DU BUDGET DU SITE

Année	EN FRANCS COORDONATS		EN FRANCS ACTUALISES 1990		EN FF actualisées		TOTAL CHARGES		FRAIS TRANSPORT PAR DMH		FRAIS TRANSPORT POUR PRODUCTION DE GAZOLEN	
	Montissement Exploitation et Domest.	Combustible	Charges fiscales	Exploitation Combustible	Charges fiscales	Charges d'exploitation	Charges d'exploitation	comul	F. coordonats	actualises	F. coordonats actualises	comul act.
1990	366	420	400	60	420	100	60	896	0.034	0.034	111	111
1991	366	420	400	60	396	378	56	839	0.034	0.031	242	224
1992	366	420	400	60	367	350	51	769	0.034	0.029	242	207
1993	366	420	400	60	340	324	48	711	0.034	0.027	242	192
1994	366	420	400	60	315	300	44	655	0.034	0.025	242	178
1995	366	420	400	60	291	278	41	610	0.034	0.023	242	165
1996	366	420	400	60	270	257	38	565	0.034	0.021	242	152
1997	366	420	400	60	250	238	35	523	0.031	0.020	242	141
1998	366	420	400	60	231	220	32	484	0.031	0.018	242	131
1999	366	420	400	60	214	204	30	448	0.034	0.017	242	121
2000	366	420	400	60	199	189	28	415	0.034	0.016	242	112
2001	366	420	400	60	184	175	26	384	0.034	0.015	242	104
2002	366	420	400	60	170	162	24	356	0.034	0.014	242	96
2003	366	420	400	60	157	150	22	329	0.034	0.013	242	89
2004	366	420	400	60	146	139	20	305	0.034	0.012	242	82
2005	366	420	400	60	135	129	19	282	0.034	0.011	242	76
2006	366	420	400	60	125	119	18	262	0.034	0.010	242	71
2007	366	420	400	60	116	110	16	242	0.034	0.009	242	65
2008	366	420	400	60	107	102	15	224	0.034	0.008	242	60
2009	366	420	400	60	99	95	14	208	0.034	0.008	242	56
2010	366	420	400	60	92	88	13	193	0.034	0.007	242	52
2011	366	420	400	60	85	81	12	179	0.034	0.007	242	48
2012	366	420	400	60	79	75	11	165	0.034	0.006	242	44
2013	366	420	400	60	73	69	10	153	0.034	0.005	242	41
2014	366	420	400	60	67	64	9	141	0.034	0.005	242	38
2015	366	420	400	60	62	60	9	131	0.034	0.005	242	35

Année	TOTAL GENERAL PRESENTATION COMPTABLE				*** HYPOTHESE 1 ***				*** HYPOTHESE 2 ***			
	En francs actualises 90		TOTAL CHARGES INVESTIS.		VENTES D'ELECTRICITE DE GAZOLEN		MONTISSONNET		MONTISSONNET		MONTISSONNET	
	(e)	(f)	(g)	(h)	Pris fixe dans contrat actualises	Reventes actualises	DE LA CENTRALE DE COUPON (1/a)	NET DE LA CENTRALE DE COUPON (1-b/c)	Pris de vente moyen de DMH actualises	Reventes actualises	DE LA CENTRALE DE COUPON (1/a)	NET DE LA CENTRALE DE COUPON (1-b/c)
1991		811	811									
1992		1613	2425									
1993		3167	3592									
1994		4467	10079									
1995		2855	12934									
1996		1363	14297									
1997		879	15176									
1998	1007	1007	1239	14415	0.3097	0.4224	0.160	520	0.0317	-0.0	0.194	631
1999	1053	2060	1053	17468	0.1462	0.1959	0.160	1553	0.0401	-0.0	0.194	1277
2000	975	3635	975	18444	0.1372	0.1814	0.160	975	0.1302	-0.0	0.194	1143
2001	903	3939	903	19347	0.1270	0.1679	0.160	903	0.1184	-0.0	0.194	1095
2002	836	4775	836	20103	0.1176	0.1555	0.160	836	0.1024	-0.0	0.194	1014
2003	774	5549	774	20958	0.1089	0.1440	0.160	774	0.2415	-0.0	0.194	939
2004	717	6266	717	21675	0.1008	0.1333	0.160	717	0.2666	-0.0	0.194	869
2005	664	6930	664	22338	0.0934	0.1234	0.160	664	0.2884	-0.0	0.194	805
2006	615	7545	615	22952	0.0865	0.1143	0.160	615	0.3075	-0.0	0.194	745
2007	569	8114	569	23522	0.0801	0.1058	0.160	569	0.3242	-0.0	0.194	690
2008	527	8641	527	24049	0.0741	0.0980	0.160	527	0.3390	-0.0	0.194	639
2009	488	9129	488	24527	0.0686	0.0917	0.160	488	0.3522	-0.0	0.194	592
2010	452	9581	452	24959	0.0635	0.0840	0.160	452	0.3639	-0.0	0.194	548
2011	418	9999	418	25407	0.0588	0.0778	0.160	418	0.3743	-0.0	0.194	507
2012	387	10386	387	25795	0.0545	0.0728	0.160	387	0.3837	-0.0	0.194	470
2013	359	10745	359	26153	0.0504	0.0677	0.160	359	0.3927	-0.0	0.194	435
2014	332	11077	332	26485	0.0467	0.0618	0.160	332	0.3998	-0.0	0.194	403
2015	307	11384	307	26793	0.0432	0.0572	0.160	307	0.4067	-0.0	0.194	372
2016	285	11649	285	27078	0.0400	0.0529	0.160	285	0.4129	-0.0	0.194	345
2017	264	11893	264	27341	0.0371	0.0490	0.160	264	0.4186	-0.0	0.194	320
2018	244	12177	244	27585	0.0343	0.0454	0.160	244	0.4237	-0.0	0.194	296
2019	226	12463	226	27811	0.0318	0.0420	0.160	226	0.4284	-0.0	0.194	274
2020	209	12612	209	28021	0.0294	0.0385	0.160	209	0.4327	-0.0	0.194	254
2021	194	12806	194	28214	0.0273	0.0360	0.160	194	0.4366	-0.0	0.194	235
2022	179	12985	179	28394	0.0252	0.0334	0.160	179	0.4401	-0.0	0.194	218
2023	166	13152	166	28568	0.0234	0.0309	0.160	166	0.4434	-0.0	0.194	201

SUMMARY OF DEVELOPMENT OF THE CENTRAL MUNICIPAL OF GOLFEN

<b>ANNEXE 2</b>	
FACTEUR DE CHARGE EN 79,42 %	
MOIS DE FONCTIONNEMENT ANNUEL DE 6957 heures	
Cela correspond au meilleur résultat obtenu par la tranche n° 2	
de la centrale de PALUEL (1.389 MW en 1983).	

	Inflation	Actualisé	COUTS DE CONSTRUCTION (1983)	COUTS DE FONCTIONNEMENT (1990)	COUTS DE CONSTRUCTION (1990)	COUTS DE FONCTIONNEMENT (1990)	FRAIS DE MAINTIEN (1990)	FRAIS DE MAINTIEN (1990)	FRAIS DE MAINTIEN (1990)	TOTAL INVEST. EN FF 1990	INVESTIS. ACTUALISE (1990)	Nombre d'heures de fonctionnement annuel	Production Annuelle en GWh	Electricité Générée en GWh
1983	1.09	1.7134	300	336	575	63	172	811	811					
1984	1.17	1.5869	416	221	1145	126	343	1613	2625					
1985	1.24	1.4693	1232	1579	2247	247	673	3167	5592					
1986	1.27	1.3685	1040	2339	3181	350	954	4487	10679					
1987	1.26	1.2597	1232	1680	2826	223	687	2855	12934					
1988	1.25	1.1664	616	879	967	186	290	1363	14257					
1989	1.26	1.0800	300	425	459	233	187	679	15176					
1990	1.28	1.0000							15400			3500	4550	4550
1991		0.9259							15400			6957	9044	13574
1992		0.8573							15400			6957	9044	12620
1993		0.7930							15400			6957	9044	11682
1994		0.7350							15400			6957	9044	10726
1995		0.6806							15400			6957	9044	9771
1996		0.6302							15400			6957	9044	8815
1997		0.5835							15400			6957	9044	7859
1998		0.5403							15400			6957	9044	6903
1999		0.5002							15400			6957	9044	5947
2000		0.4632							15400			6957	9044	5091
2001		0.4289							15400			6957	9044	4335
2002		0.3971							15400			6957	9044	3579
2003		0.3677							15400			6957	9044	2823
2004		0.3405							15400			6957	9044	2067
2005		0.3152							15400			6957	9044	1311
2006		0.2919							15400			6957	9044	555
2007		0.2703							15400			6957	9044	-201
2008		0.2502							15400			6957	9044	-857
2009		0.2317							15400			6957	9044	-1713
2010		0.2145							15400			6957	9044	-2569
2011		0.1987							15400			6957	9044	-3425
2012		0.1839							15400			6957	9044	-4281
2013		0.1703							15400			6957	9044	-5137
2014		0.1577							15400			6957	9044	-6000
2015		0.1460							15400			6957	9044	-6863
Total			6161	7787	15681	1349	3226	15400	15400					220653

REPARTITION DU BUDGET DU SITE DE GOLFEN

	EN FRANCS COURANTS			EN FRANCS ACTUALISES			EN FF ACTUALISES		FRAIS TRANSPORT PAR kWh		FRAIS TRANSPORT POUR PRODUCTION DE GOLFEN			
	Amortissement		Exploitation et ESPRANTELS	Exploitation		Combustible	Charges fiscales (a)	Charges fiscales (b)	Charges fiscales (c)	cumul	F.courants	actualisés	cumul act.	
	(a)	(b)		(a)	(b)									(a)
1990	366	428	429	60	428	489	60	896	896	0.234	0.274	155	155	155
1991	366	428	408	60	396	378	56	830	1726	0.234	0.281	167	285	439
1992	366	428	479	60	367	350	51	760	2494	0.234	0.287	187	264	783
1993	366	428	475	60	348	334	49	711	3205	0.234	0.297	197	214	947
1994	366	428	456	60	315	300	44	659	3864	0.234	0.295	187	226	1173
1995	366	428	451	60	291	278	41	610	4473	0.234	0.293	187	209	1392
1996	366	428	432	60	270	257	28	565	5038	0.234	0.291	187	194	1576
1997	366	428	432	60	250	238	35	523	5561	0.234	0.289	187	179	1756
1998	366	428	404	60	231	220	21	484	6045	0.234	0.288	187	166	1922
1999	366	428	404	60	214	204	20	448	6493	0.234	0.287	187	154	2076
2000	366	428	404	60	196	189	20	415	6909	0.234	0.286	187	142	2216
2001	366	428	404	60	184	175	26	384	7293	0.234	0.285	187	132	2350
2002	366	428	404	60	170	162	21	356	7649	0.234	0.284	187	122	2472
2003	366	428	404	60	157	150	22	329	7978	0.234	0.283	187	113	2585
2004	366	428	404	60	146	139	20	305	8283	0.234	0.282	187	105	2690
2005	366	428	404	60	135	129	19	282	8565	0.234	0.281	187	97	2787
2006	366	428	404	60	125	119	18	262	8827	0.234	0.280	187	90	2875
2007	366	428	404	60	116	110	16	242	9069	0.234	0.279	187	83	2960
2008	366	428	404	60	107	102	15	224	9293	0.234	0.278	187	77	3037
2009	366	428	404	60	99	95	14	208	9501	0.234	0.278	187	71	3109
2010	366	428	404	60	92	88	13	192	9693	0.234	0.277	187	66	3174
2011	366	428	404	60	85	81	12	178	9871	0.234	0.277	187	61	3225
2012	366	428	404	60	79	75	11	165	10036	0.234	0.276	187	57	3271
2013	366	428	404	60	73	69	10	153	10188	0.234	0.276	187	52	3314
2014	366	428	404	60	67	64	9	141	10320	0.234	0.275	187	48	3352
2015	366	428	404	60	62	60	9	131	10451	0.234	0.275	187	45	3387

	TOTAL COURANTS		PRESENTATION COMPTABLE		TOTAL CHARGES (Co. exp. (franç) cum)	TOTAL CHARGES INVESTIS. cum	PRIX DU kWh NET A LA PRODUCTION ESPRANTELS (a)		PRIX DU kWh NET A LA PRODUCTION ESPRANTELS (b)		ANALYSE DE LA CENTRALE DE GOLFEN		ANALYSE DE LA CENTRALE DE GOLFEN			
	(a)	(b)	(a)	(b)			(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
1983	811	811			811											
1984	1613	2625			1613											
1985	3167	5592			3167											
1986	4487	10679			4487											
1987	2855	12934			2855											
1988	1363	14257			1363											
1989	679	15176			679											
1990	1051	1851	1283	16459	0.2289	0.3114	0.166	720	720	0.0442	-0.021	0.194	883	883	0.0536	-0.011
1991	1114	2165	1114	17574	0.1222	0.1687	0.187	1348	2688	0.1177	-0.006	0.194	1625	2527	0.1427	0.022
1992	1832	3197	1832	18685	0.1141	0.1488	0.160	1311	3388	0.1778	0.007	0.194	1584	4812	0.2156	0.053
1993	955	4152	955	19561	0.1856	0.1378	0.168	1149	4457	0.2279	0.028	0.194	1951	5484	0.2763	0.091
1994	885	5837	885	28445	0.0978	0.1276	0.160	1064	5521	0.2780	0.031	0.194	1790	6634	0.3274	0.108
1995	819	8456	819	21264	0.0966	0.1181	0.160	955	6586	0.3155	0.042	0.194	1734	7888	0.3710	0.122
1996	758	6614	758	22823	0.0839	0.1194	0.160	912	7418	0.3388	0.052	0.194	1486	8996	0.4084	0.154
1997	782	7317	782	22725	0.0776	0.1113	0.160	844	8262	0.3826	0.061	0.194	1874	10814	0.4489	0.175
1998	656	7967	656	23775	0.0719	0.0928	0.160	782	9844	0.3884	0.070	0.194	948	10965	0.4691	0.195
1999	602	8569	602	23977	0.0660	0.0868	0.160	724	9758	0.4074	0.078	0.194	878	11843	0.4899	0.213
2000	557	9126	557	24525	0.0616	0.0804	0.160	670	10438	0.4254	0.085	0.194	813	12656	0.5158	0.229
2001	516	9642	516	25051	0.0571	0.0744	0.160	621	11059	0.4414	0.092	0.194	752	13488	0.5392	0.244
2002	478	10128	478	25529	0.0528	0.0683	0.160	575	11633	0.4557	0.099	0.194	697	14185	0.5525	0.259
2003	443	10563	443	25971	0.0489	0.0638	0.160	532	12185	0.4684	0.104	0.194	645	14758	0.5679	0.272
2004	410	10973	410	26381	0.0453	0.0591	0.160	493	12788	0.4798	0.109	0.194	597	15348	0.5818	0.284
2005	379	11352	379	26761	0.0419	0.0547	0.160	456	13314	0.4901	0.114	0.194	553	15901	0.5942	0.295
2006	351	11703	351	27112	0.0388	0.0507	0.160	422	13756	0.4993	0.119	0.194	512	16414	0.6054	0.296
2007	325	12029	325	27437	0.0360	0.0469	0.160	391	14208	0.5076	0.123	0.194	474	16887	0.6155	0.295
2008	301	12338	301	27734	0.0333	0.0434	0.160	362	14598	0.5152	0.127	0.194	439	17326	0.6246	0.294
2009	279	12689	279	28017	0.0308	0.0402	0.160	335	15025	0.5228	0.131	0.194	407	17733	0.6329	0.293
2010	258	12967	258	28275	0.0285	0.0372	0.160	316	15495	0.5292	0.134	0.194	376	18189	0.6405	0.292
2011	239	13186	239	28514	0.0264	0.0345	0.160	287	15923	0.5339	0.137	0.194	349			

## 7. LA MISE SOUS COCON DE LA CENTRALE DE GOLFECH : EVALUATION FINANCIERE ET CONSEQUENCES TECHNIQUES.

### 7.1. ARGUMENTAIRE.

Le constat de la surcapacité du parc électronucléaire et de ces conséquences sur la rentabilité financière de l'ensemble du programme nucléaire français nous amène tout naturellement à nous interroger sur la pertinence de la mise en service prochaine de la centrale de Golfech.

L'idée que la mise en service industrielle pourrait être différée n'est pas totalement nouvelle. EDF a déjà été confrontée à ce problème au lendemain du premier choc pétrolier. Ainsi, en 1975, tenant compte de l'incidence du renchérissement du prix du pétrole sur la rentabilité future des nouvelles centrales au fuel, EDF avait jugé préférable leur mise sous cocon dans l'attente d'une atténuation des tensions sur le marché pétrolier. Depuis 1984, un certain nombre de centrales au charbon ont également été mises sous cocon.

Cette décision motivée par des considérations d'opportunité économique pourrait parfaitement être appliquée à la centrale de Golfech.

Cette stratégie aurait un triple avantage :

- D'une part, comme nous l'avons déjà souligné, de garantir un niveau d'amortissement minimal pour les installations déjà en fonctionnement, c'est à dire leur assurer des niveaux de production suffisant pour obtenir en fin d'exploitation l'équilibre dépenses-recettes.

- De démarrer la centrale de Golfech au moment où les tranches nucléaires les plus anciennes seront déclassées, c'est à dire vers 2005. La mise en service de la centrale s'effectuerait alors dans un contexte caractérisé par une moindre surcapacité du parc ou (compte tenu d'une croissance soutenue de la demande d'électricité dans les usages de base) l'absence de surcapacité.

- De minimiser les coûts de démantèlement de la centrale (compte tenu de la faible irradiation du réacteur) dans l'hypothèse toujours possible d'un changement d'orientation de la politique énergétique de la France, changement conduisant à l'abandon de l'option nucléaire.

## 7.2. CONSEQUENCES TECHNICO-ECONOMIQUES DE LA MISE SOUS COCON DE LA CENTRALE DE GOLFECH.

La mise sous cocon nécessiterait le déchargement du réacteur, opération couramment effectuée dans les centrales en fonctionnement (déchargement et rechargement du combustible par tiers ou par quart effectués annuellement) et d'un coût minime (1 million de francs) au regard des autres charges d'exploitation. Dans le cas de Golfech, le combustible étant faiblement irradié, cette opération pourrait être réalisée sur une période inférieure aux 6 semaines (durée normale de déchargement et rechargement du combustible dans les réacteurs français).

Cette opération s'accompagnera automatiquement :

- D'une réduction des effectifs salariés employés sur le site d'environ 85 % ;

soit sur un site à 2 tranches,

-----		-----	
! Fonctionnement normal	!	Mise sous cocon	!
!-----		!-----	
! cadres	150	! cadres	10
! agents de maîtrise	315	! agents de maîtrise	30
! agents d'exécution	160	! agents d'exécution	50
! total :	625	! total :	90
!-----		!-----	

- D'une baisse notable de la taxe professionnelle.

Il est toutefois bon de rappeler que, pour l'ensemble de la région Midi-Pyrénées, cette réduction d'activité aura un impact financièrement négligeable. En effet, pour 1990, les rentrées fiscales et les autres produits issus de l'activité de la centrale (salaires, sous-traitance, ...) ne devraient pas représenter plus de 0,1 % du PIB de la région.

## 8. CONCLUSION.

L'analyse économique du centre de production nucléaire de Golfech nous a conduit, au-delà des aspects environnementaux, à conclure à la non-viabilité économique du projet dans l'hypothèse d'un démarrage immédiat de la centrale, et donc à préconiser une opération de mise sous cocon des équipements dans l'attente d'une réduction de la surcapacité nucléaire.

Pour élargir le débat sur la pertinence d'une poursuite du programme électro-nucléaire français, il convient de rappeler qu'actuellement - à l'exclusion de la France - les principaux pays occidentaux qui s'étaient lancés dans l'aventure de l'atome civil ont été amenés à réviser leur programme à la baisse (ou même à les arrêter, comme l'Italie, l'Autriche, l'Espagne, la Suède, ...).

Parmi eux, les Etats-Unis constituent sans doute l'exemple le plus frappant. Ainsi, les compagnies d'électricité américaines se sont rendues à l'évidence qu'il était économiquement plus rentable de financer des projets d'économies d'énergie que de produire de nouveaux équipements nucléaires tout en assumant la satisfaction des besoins.

Peut-on imaginer un tel renversement de situation en France ?

Parfaitement ! Tout au moins, EDF l'a compris puisqu'elle a déjà établi un contrat avec l'Union Soviétique pour le financement d'opérations de maîtrise de l'énergie, ces financements étant remboursés sur les gains réalisés.

Alors en France, pour bientôt ?

Un renversement de la stratégie énergétique nationale n'est pas exclu. Outre l'aspect non-rentable du programme, au cours des dernières années un autre argument important plaide en ce sens.

On constate en effet qu'à la dépendance énergétique du début des années 70, la France a substitué une dépendance technologique. Dans n'importe quelle activité économique, qu'il s'agisse de l'agriculture ou de l'industrie, la monoproduction est jugée dangereuse. Au nom de quelle logique cet argument ne serait-il pas recevable par EDF ?

Qu'un problème technologique majeur survienne sur la filière nucléaire (les centrales sont encore trop récentes pour juger de leur entière fiabilité), et c'est 70 % de la puissance du parc électro-producteur qui seraient suspendus.

La diversification des moyens de production d'électricité constatée dans la plupart des pays européens (hydraulique, thermique, cogénération, atome, etc) témoigne de cette prise de conscience.

L'argument d'une trop forte dépendance technologique est également à faire valoir auprès des élus locaux qui jouent les Cassandra lorsque l'idée de suspendre le démarrage de la centrale leur est proposée.

N'est-il pas en effet dangereux de laisser croire à ses administrés que le développement régional passe inévitablement par la mise en place d'infrastructures lourdes ? La crise récente des régions sidérurgiques françaises ne témoigne-t-elle pas de ce manque de diversification ?

A n'en pas douter, la région Midi-Pyrénées dispose de bien d'autres atouts scientifiques, technologiques et culturels pour assurer son essor économique.

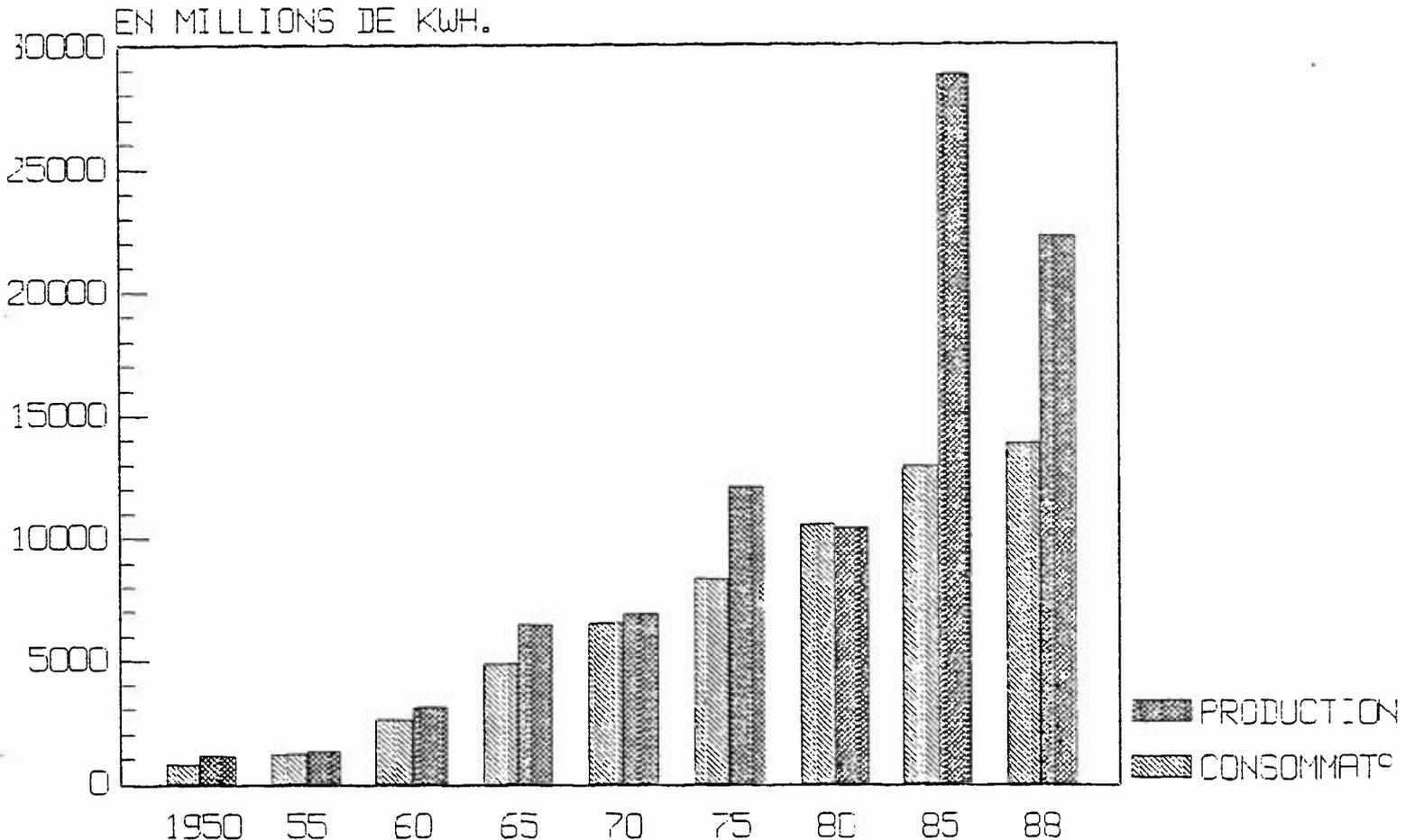
## PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE

### EN AQUITAINE

Compte tenu de la proximité du centre de production nucléaire de Golfech par rapport à la région Aquitaine, il est important de vérifier si, à posteriori, la production de Golfech ne se justifie pas à travers la satisfaction de besoins importants dans cette régions.

L'observation de la production et de la consommation en Aquitaine fait apparaître pour 1988 un excédent de production équivalent à 61 % de la consommation. Depuis 1950, la production d'électricité dans cette région est largement excédentaire (voir le graphique ci-après).

### PRODUCTION - CONSOMMATION D'ELECTRICITE EN AQUITAINE



# LE CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE, LE MODE DE CHAUFFAGE LE PLUS NOCIF POUR LE CLIMAT

## HYPOTHÈSES DE CALCUL

1 - Part des énergies entrant dans la production d'électricité (note DGEMP du ministère de l'Industrie) :

- électricité nucléaire	51 %.
- électricité charbon	33 %.
- électricité fioul	16 %.

2 - Rendement de conversion combustible-électricité, production et distribution : 35 %

3 - Rendement d'une installation de chauffage au fioul 75 %

4 - Besoin en chauffage : + 10 % pour le fioul

5 - PCI en kWh/kg

- Charbon :	8,3
- Fioul lourd	10

6 - CO2 en kg par kg de combustible :

- Charbon :	3,6
- Fioul lourd	3,2

## CALCUL

1 - Pour 1000 kWh de besoin en chauffage électrique, la production de CO2 sera de :

• **Par le charbon :**  $1000 \times 0,33 = 330 \text{ kWh}$   
 $330 / (0,35 \times 8,3) = 114 \text{ kg}$   
 $114 \times 3,6 = 410 \text{ kg de CO2}$

• **Par le fioul:**  $1000 \times 0,16 = 160 \text{ kWh}$   
 $160 / (0,35 \times 10) = 46 \text{ kg}$   
 $46 \times 3,2 = 147 \text{ kg de CO2}$

• **Total :** 557 kg de CO2

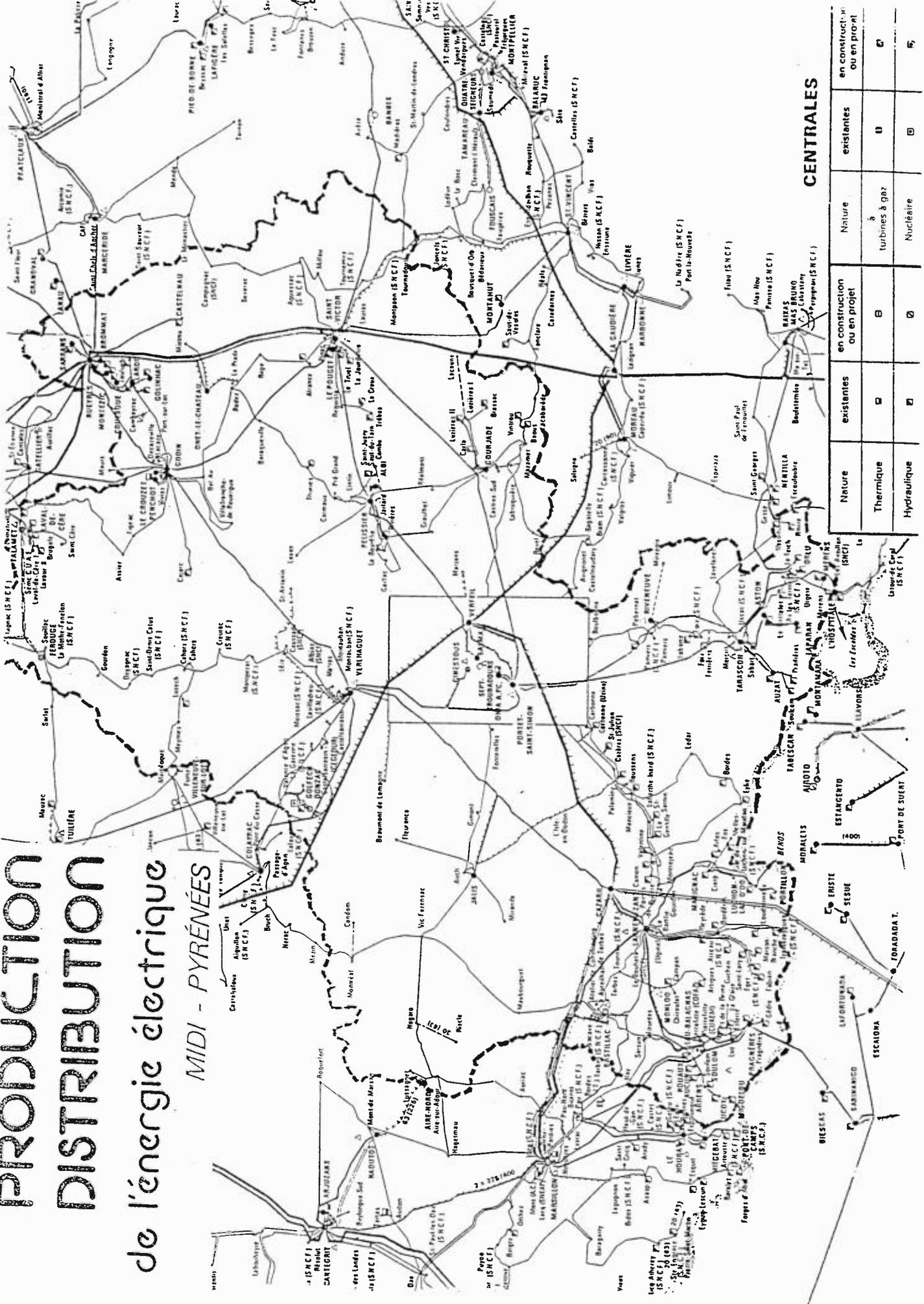
2 - Pour les besoins correspondants, en chauffage au fioul, soit 1100 kWh, la production de CO2 sera de :

$1100 / 0,75 = 1467 \text{ kWh}$   
 $1467 / 10 = 147 \text{ kg}$   
 $147 \times 3,2 = 470 \text{ kg de CO2}$

**Conclusion : le chauffage électrique produit 18,5 %  
de plus de CO2 qu'un chauffage au fioul.**

# PRODUCTION DISTRIBUTION

## de l'énergie électrique MIDI - PYRÉNÉES



### CENTRALES

Nature	en construction ou en projet		existentes		Nature	en construction ou en projet	
	☐	⊖	☐	⊖		☐	⊖
Thermique	☐	⊖	☐	⊖	turbines à gaz	☐	⊖
Hydraulique	☐	⊖	☐	⊖	Nucléaire	☐	⊖