

# MEXIQUE

*Juin 2003*

## INSTITUTIONS ET POLITIQUE ENERGETIQUE

Le **Ministère de l'Energie (SENER)** coordonne le secteur de l'énergie et assure la tutelle de toutes les entreprises et administrations énergétiques. Le ministre («Secretary») préside le conseil d'administration des grandes entreprises publiques (en particulier PEMEX et CFE).

La **CRE (Comision Reguladora de Energia)** a été créée en 1994 comme un organisme consultatif du Ministère de l'Energie. Depuis 1995, sa mission a été redéfinie. Elle a en charge la réglementation des secteurs gazier et électrique.

Le Ministère prépare le plan énergétique (Programme Energétique National) dans le cadre du Plan National de Développement.

Les autres ministères concernés par le secteur énergétique sont le **Ministère des Finances** et le **Ministère du Commerce et du Développement Industriel (SECOFI)**.

La coordination des programmes d'économies d'énergie est assurée par la **Commission Nationale pour les Economies d'Energie (CONAE)** créée en septembre 1989.

Les grandes lignes de la politique énergétique ont été définies dans le plan énergétique présenté en février 1998 pour la période 1998-2007. Ce plan confirme la volonté du gouvernement de poursuivre

l'ouverture aux investisseurs privés des secteurs électrique et gazier, le secteur pétrolier restant sous la tutelle de l'Etat.

La loi électrique a été modifiée en décembre 1992 pour libéraliser l'autoproduction, la cogénération, les exportations et surtout la production par des tiers pour alimenter le réseau public. Un premier projet de réforme proposé en 1999 a été rejeté et un second projet est en train d'être examiné par le parlement dans le but de faciliter l'ouverture d'une partie du marché à des opérateurs privés.

Le secteur gazier a été ouvert en octobre 1995 aux investisseurs privés pour le transport, le stockage et la distribution de gaz naturel. En 1999, la taxe de 4% sur les importations de gaz naturel a été abolie en vue de favoriser le développement des échanges avec les Etats Unis.

## LES ENTREPRISES

- **Electricité** : la **Commission Fédérale d'Electricité (CFE)**, entreprise publique, détenait jusqu'en 1992 le monopole de la production, du transport et de la distribution d'électricité en dehors de l'agglomération de Mexico ; partageant l'approvisionnement de l'agglomération avec l'autre compagnie publique du pays, la Compagnie Electrique du Centre (**ClyFC**). Depuis 1992, le secteur de la production d'électricité s'est ouvert aux investisseurs privés qui peuvent intervenir dans le cadre de contrats de type

BOT. De nombreuses entreprises étrangères sont désormais présentes dans la production : Iberdrola à Monterrey et Tamaulipas (1160 MW), EDF à Rio Bravo (450 MW) dans l'Etat de Tamaulipas et à Saltillo (225 MW) Etat de Coahuila, Union Fenosa à Hermosillo (225 MW) et à Naco Nogales (300 MW) dans l'Etat de Sonora, AES corp à Merida III (499 MW) dans l'Etat de Yucatan, Mitsubichi à Tuxpan (450 MW) dans l'Etat de Veracruz.

- **Charbon** : le secteur charbonnier était un monopole d'Etat aux mains de la société **MICARE (Minera Carbonifera Rio Escondido)** ; celle-ci a été privatisée (fin 1992) et rachetée par la société américaine Mission-Energy, filiale de la compagnie électrique Southern California Edison.

- **Pétrole** : le secteur des hydrocarbures est entièrement entre les mains de la puissante entreprise d'Etat **PEMEX**, créée avec la nationalisation du secteur pétrolier (1938). Cette dernière a le monopole de la production, de la transformation et de la distribution du pétrole et des produits pétroliers. Cependant, des compagnies étrangères sont maintenant présentes dans l'exploration comme sous-traitants de PEMEX dans les travaux de forage, ce qui a permis de réduire considérablement les coûts. Parallèlement, et toujours dans l'esprit d'améliorer l'efficacité du secteur pétrolier, PEMEX a été restructurée en décembre 1992 en une holding et 4 entreprises : PEMEX Production Primaire, PEMEX Raffinage, PEMEX Gaz et Petrochimie de Base, PEMEX Petrochimie Secondaire.

- **Gaz** : la structure du secteur gazier s'est en partie modifiée avec la disparition du monopole de PEMEX sur le transport, le stockage et la distribution depuis 1995. Dans le domaine du transport, la règle est celle de l'accès libre au réseau, depuis 1997 d'un point de vue légal et depuis 1999 dans

la pratique avec la définition de tarifs d'accès transparents par la CRE. La distribution est désormais largement investie par des opérateurs privés : Gas Natural (Espagne, distribution sur les zones de Bajio Norte, Bajio Sur), GdF (distribution dans la zone de Puebla Tlaxcala), Tractebel (réseau de distribution de Guadalajara).

## L'APPROVISIONNEMENT

- **Ressources** : En 2003, le Mexique a effectué une requalification de ses réserves selon la définition et la méthodologie américaines. Les réserves ne sont plus que de 1,7 Gt pour le pétrole en 2003 (contre 6,5 Gt en 2002) et 240 Gm<sup>3</sup> pour le gaz en 2003 (contre 860 en 2002). Le Mexique dispose d'importantes réserves de charbon (essentiellement charbon à coke) : environ 2,3 Gt. Le potentiel hydroélectrique est estimé à 22 GW (80 TWh/an), dont un peu plus du tiers est exploité. Enfin, le pays dispose de ressources d'uranium et de géothermie (4 000 MW, dont 20 % exploités actuellement).

- **Electricité** : la capacité électrique installée est de 41,1 GW, dont 29,2 GW d'origine thermique, 9,6 GW d'hydraulique, 0,84 GW de géothermie, et 1,37 GW de nucléaire.

En 2002, la production d'électricité a atteint 194 TWh, avec la répartition suivante par source d'énergie : thermique 79 % (pétrole 43%, gaz 29% et charbon 7%), hydraulique 13 %, géothermique 3 %, nucléaire 5 %. La contribution de l'hydraulique décroît tendanciellement ; celle du gaz est en progression. Respectivement 68 % du charbon et 25 % des produits pétroliers consommés dans le pays vont à la production d'électricité. L'autoproduction représente environ 6 % de la production totale du pays.

• **Pétrole** : la production de pétrole a été multipliée par 10 environ depuis le premier choc pétrolier. Avec le retrait de la production de l'Irak et du Koweït, elle a fortement augmenté en 1990 et 1991 pour se stabiliser jusqu'en 1994 autour de 159 Mt. Depuis elle augmente et a atteint 180 Mt en 2002. Environ 70 % de la production est du pétrole lourd extrait du golfe de Campeche (off-shore).

Environ la moitié de la production est exportée (92 Mt en 2002).

Après la fermeture en 1991, pour des raisons environnementales, de la raffinerie d'Azcapotzalco située dans l'agglomération de Mexico, le pays compte maintenant 6 grandes raffineries correspondant à une capacité totale de 1,7 Mb/j (31 décembre 2002).

L'insuffisance de la capacité de raffinage et une consommation intérieure croissante conduisent le Mexique à importer une part importante de ses produits pétroliers (11 Mt en 2002) représentant environ 15% de ses besoins.

• **Gaz** : la production de gaz, stable autour de 26 Gm<sup>3</sup> de 1982 à 1995, progresse depuis 1996. Elle était de 39 Gm<sup>3</sup> en 2002. Les importations de gaz, qui avaient fortement diminué jusqu'en 1999 (1,6 Gm<sup>3</sup>) ont augmenté considérablement depuis, avec la suppression des taxes sur les importations de gaz américain mi-1999. Elles ont presque été multipliées par 4 depuis 1999 et ont atteint 6,1 Gm<sup>3</sup> en 2002.

## LES PRIX

Les prix de l'énergie restent encadrés par le gouvernement. Toute modification des prix est examinée par la **Commission del Pacto**, commission créée pour contrôler l'évolution des prix et salaires. Du fait du rôle

important des prix de l'énergie sur le plan social et économique, les décisions les concernant sont prises au plus haut niveau. Depuis le 1er avril 1995, la TVA est passée de 10 % à 15 %.

La tendance est à l'ajustement des prix des produits pétroliers sur les prix internationaux. Les prix de l'essence et du diesel sont respectivement de 0,66 US\$/l et 0,49 US\$/l (2002). Les prix de l'essence sont plus élevés qu'aux Etats-Unis (40 % environ pour l'essence sans plomb).

Les prix de l'électricité sont respectivement de 5,4 US cents/kWh pour l'industrie et 9,1 US cents/kWh pour les ménages.

## LA CONSOMMATION

Après avoir très légèrement augmenté jusqu'en 1995, la consommation finale diminue progressivement (environ 1%/an) et a atteint 90 Mtep en 2002, soit une consommation par tête de 1,5 tep, dont 1600 kWh d'électricité.

Environ 65 % des besoins des consommateurs finals sont couverts par les produits pétroliers ; 11 % par le gaz naturel, 15 % par l'électricité et 2 % par le charbon (2002). La structure de la consommation est restée en moyenne assez stable sur les 10 dernières années.

Les transports consomment 42% de l'énergie finale, l'industrie 33% (dont 6% pour les seuls usages non énergétiques, principalement de la pétrochimie) et le secteur résidentiel-tertiaire le quart restant. L'industrie absorbe plus de 60% de la consommation d'électricité ; la part du secteur résidentiel est de 22%. Environ 95% de la population est raccordée au réseau électrique. La majeure partie de la consommation finale de gaz est le fait de

l'industrie (92 %, dont plus de 40 % dans la pétrochimie).

## ENJEUX ET PERSPECTIVES

Le principal enjeu pour les années à venir est celui de la modernisation du secteur énergétique, tant sur le plan institutionnel que sur le plan technique. Environ 15 milliards de dollars d'investissements seront nécessaires d'ici 2006 pour faire face à la croissance de la consommation, dont environ 10 milliards pour le seul secteur électrique (8 milliards en moyens de production et 2 pour le réseau de transport).

Dans le domaine pétrolier, la privatisation de PEMEX n'est toujours pas à l'ordre du jour. Seule une privatisation d'une partie des activités pétrochimiques de la compagnie fait aujourd'hui l'objet de discussions. Pour faire face à la croissance de la consommation et réduire sa dépendance à l'égard des importations de produits pétroliers, PEMEX a annoncé un important effort dans le secteur du raffinage (environ 5,8 G US \$ d'investissements sont prévus). PEMEX a annoncé la construction d'une raffinerie qui doit entrer en service d'ici 2005. Enfin, un important programme de modernisation des unités existantes est en cours. Des travaux ont eu lieu sur les raffineries de Ciudad Madero (320 000 bl/j) et Cadereyta (275 000 bl/j) et la capacité de la raffinerie de Minatitlan (194 000 bl/j) devrait être doublée d'ici 2007 pour un coût de 1,65 G\$.

Dans le secteur électrique, les prévisions de croissance de la consommation sont présentées dans les « Prospectives du secteur électrique 2000-2009 ». Elles tablent sur une croissance de 7% par an. Ainsi, le Ministère de l'Energie estime que 13 GW supplémentaires de capacités seront nécessaires d'ici 2006. Pour faire face à cette forte croissance, le pays fait largement appel aux investisseurs privés pour la

construction de centrales à cycle combiné gaz. Ainsi, le gaz devrait représenter 60% de la capacité électrique installée d'ici 10 ans. Pour assouplir les conditions d'accès des investisseurs étrangers, actuellement limitées à la construction de centrales dans le cadre de contrat BOT, une nouvelle loi électrique est en projet mais sa mise en œuvre a déjà été repoussée à plusieurs reprises. Iberdrola, qui a déjà mis en service une centrale à cycle combiné gaz de 1000 MW à Monterrey en 2002, a prévu de construire 5000 MW de capacité d'ici 2006 pour un coût de 2,5 G €. La mise en service d'une centrale de 1036 MW à Tamaulipas est notamment prévue pour cette année (Altamira III et IV) et une autre centrale de 500 MW est en construction à Gomez Palacio dans l'Etat de Durango pour un coût de 350 M US \$ et devrait être mise en service d'ici 2005 (centrale Laguna II).

Dans le secteur gazier, l'augmentation de la consommation intérieure (entre 9 et 11% par an sur les dix prochaines années) devrait conduire d'une part à un effort accru dans l'exploration-production et à un développement des importations principalement en provenance des Etats Unis (il est prévu que 20% de la consommation sera approvisionnée par des importations).

Dans le domaine de l'exploration production, PEMEX a développé un « Programme Gazier Stratégique » comprenant un vingtaine de projets d'investissements pour un montant de 20 G US \$. La première phase de ce programme (d'ici 2005) concerne l'amélioration de la production sur les champs existants. La deuxième phase (2005-2015) aura pour objet de développer de nouveaux champs.

Bien que le secteur électrique soit l'un des principaux facteurs de cette croissance de la consommation de gaz (il contribue à 55% de l'augmentation de la demande d'ici

2010), les autres secteurs devraient eux aussi voir leur consommation augmenter. Ainsi, un contrat pour l'extension du réseau de distribution de gaz de la région de Mexico a été signé et bénéficie d'un financement de la Banque Européenne d'Investissement. Ce contrat porte sur une extension du réseau actuel de 370 km à 3100 km en 2004 et est réalisé par Mexi Gas une joint venture à laquelle participe GdF à hauteur de 86%.

## INDICATEURS ECONOMIQUES

		1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Population</b>	Millions	83,2	94,3	95,8	97,4	99,1	101	102
<b>Taux de croissance du PIB</b>	%/an	5,1	6,8	5,0	3,8	6,9	-0,30	0,90
<b>PIB/habitant</b>	US \$	3 157	4 254	4 343	4 921	5 800	6 132	6 181
<b>Exportations</b>	Milliards \$	40,7	110	117	136	166	n.d.	n.d.
<b>Importations</b>	Milliards \$	43,5	115	131	149	183	n.d.	n.d.
<b>Taux d'inflation</b>	%/an	26,7	20,6	15,9	16,6	9,5	6,4	5,0
<b>Taux de change</b>	lc/\$	2,8	7,9	9,1	9,6	9,5	9,3	9,7

Sources : Banque Mondiale , FMI

## INDICATEURS D'OFFRE

		1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>RESERVES*</b>								
<b>Pétrole</b>	Mt	6979	5442	6506	3864	3845	3665	1717
<b>Gaz</b>	Gm3	2025	1797	851	861	835	797	237

\* Au 31 Décembre

		1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>CAPACITE*</b>								
<b>Capacité de raffinage</b>	Mbl/j	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7
<b>Capacité électrique</b>	GW	28,5	38,1	38,5	38,9	39,5	40,3	41,1
<b>dont</b>								
<b>Thermique classique</b>	GW	19,2	26,0	26,8	27,2	27,7	28,5	29,2
<b>Hydraulique</b>	GW	7,8	10,0	9,7	9,6	9,6	9,6	9,6
<b>Nucléaire</b>	GW	0,68	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
<b>Géothermique</b>	GW	0,70	0,75	0,75	0,75	0,85	0,84	0,84
<b>Eolien</b>	GW	n.d.	0,002	0,002	0,003	0,01	0,01	0,01

\* Au 31 Décembre

## PRODUCTION

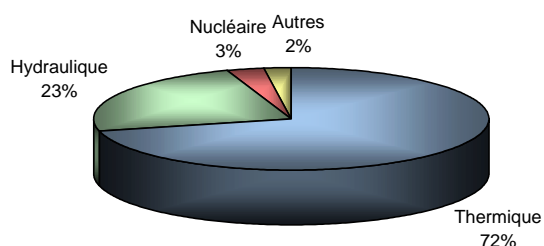
		1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Pétrole</b>	Mt	151	169	172	167	172	179	180
<b>Gaz</b>	Gm <sup>3</sup>	26,7	33,3	35,8	37,0	38,4	37,8	38,8
<b>Charbon</b>	Mt	6,0	10,4	11,2	10,3	11,3	11,6	10,3
<b>Electricité</b>	TWh	123	175	182	192	204	210	194
<b>dont</b>								
<b>Thermique</b>	%	74	76	78	75	77	80	79
<b>Hydraulique</b>	%	19	15	14	17	16	14	13
<b>Nucléaire</b>	%	2	6	5	5	4	4	5
<b>Géothermie</b>	%	4	3	3	3	3	3	3
<b>Eolien</b>	%	0	0	0	0	0	0	0

## COMMERCE EXTERIEUR\*

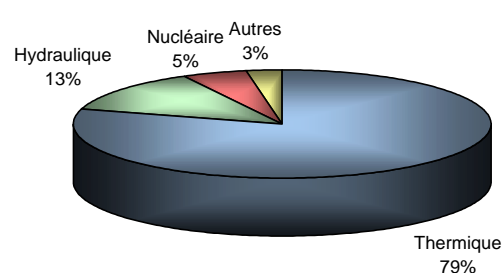
		1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Pétrole brut</b>	Mt	-69,6	-89,9	-90,9	-82,6	-91,3	-94,2	-91,7
<b>Produits pétroliers</b>	Mt	0,71	8,3	9,1	8,9	14,3	10,2	4,4
<b>Gaz</b>	Gm <sup>3</sup>	0,44	0,74	1,1	0,11	2,1	2,7	6,1
<b>Charbon</b>	Mt	0,34	1,8	1,8	2,7	3,1	2,5	2,5
<b>Electricité</b>	TWh	-1,4	1,5	1,4	0,52	0,87	0,06	0,14

\* Solde imports(+), exports(-)

### CAPACITE ELECTRIQUE



### PRODUCTION D'ELECTRICITE



## INDICATEURS DE DEMANDE

1990 1997 1998 1999 2000 2001 2002

### CONSOMMATION PAR HABITANT

<b>Totale*</b>	tep	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>Electricité</b>	kWh	1 204	1 517	1 536	1 597	1 680	1 688	1 538

\*Consommation primaire

### TENDANCES DES CONSOMMATIONS

<b>Total</b>	%/an	1,5	3,3	4,9	0,94	2,1	-2,4	1,2
<b>Electricité</b>	%/an	4,7	8,9	2,9	5,7	6,9	2,2	-7,4
<b>Pétrole</b>	%/an	0,60	3,6	4,4	1,2	1,1	-3,6	-0,63

### CONSOMMATION TOTALE

<b>Total</b>	Mtep	124	141	148	149	152	149	151
<b>dont</b>								
<b>Pétrole</b>	%	67	63	62	62	62	61	60
<b>Gaz</b>	%	19	20	21	21	22	22	24
<b>Charbon, lignite</b>	%	2	5	4	5	5	5	4
<b>Electricité primaire*</b>	%	6	7	6	7	7	6	6
<b>Biomasse</b>	%	6	6	6	5	5	6	5

\* Nucléaire (1TWh = 0,26 Mtep), Hydraulique et éolien (1 TWh = 0,086 Mtep), Géothermie (1 TWh = 0,86 Mtep)

### CONSOMMATION FINALE

<b>Total</b>	Mtep	88,5	95,0	94,8	92,7	94,0	90,3	89,9
<b>Par énergie</b>								
<b>Pétrole</b>	%	64	62	63	64	64	65	65
<b>Gaz</b>	%	16	15	13	12	11	10	11
<b>Charbon, lignite</b>	%	2	2	2	2	2	2	2
<b>Electricité</b>	%	10	12	13	14	15	16	15
<b>Chaleur</b>	%	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomasse</b>	%	8	8	8	8	8	8	8
<b>Par secteur</b>								
<b>Industrie</b>	%	31	33	31	30	29	27	27
<b>Transport</b>	%	36	36	38	39	39	42	42
<b>Résidentiel tertiaire</b>	%	23	24	25	24	24	25	25
<b>Usages non énergétiques</b>	%	10	7	6	8	7	6	6

### CONSOMMATION D'ELECTRICITE

<b>Total</b>	TWh	100	143	147	156	166	170	157
<b>dont</b>								
<b>Industrie</b>	%	53	61	61	61	61	61	61
<b>Résidentiel</b>	%	20	22	22	22	22	23	23
<b>Tertiaire</b>	%	11	11	11	11	11	11	11

### SECURITE ENERGETIQUE

<b>Taux d'indépendance énergétique</b>	%	157	159	155	150	151	159	158
<b>Part du pétrole importé(+) exporté(-)</b>	%	-83	-92	-89	-79	-80	-88	-94
<b>Solde imports(+) exports(-) énergie</b>	US \$	-13 638	-8 039	-4 122	-6 562	-10 697	n.d.	n.d.
<b>Solde imports(+) exports(-) énergie/PIB</b>	%	-5,2	-2,0	-0,99	-1,4	-1,9	n.d.	n.d.

### EFFICACITE ENERGETIQUE

<b>Consommation totale/PIB *</b>	kep/\$95	0,20	0,19	0,19	0,18	0,18	0,17	0,17
<b>Consommation totale/PIB *</b>	1990=100	100	93,5	93,7	91,1	87,1	85,3	85,6
<b>Taux de pertes de transport distribution</b>	%	18,5	20,8	21,1	20,5	20,2	20,5	20,5
<b>Rendement des centrales thermiques</b>	%	37,5	39,7	35,5	34,9	34,8	36,2	36,3

### EMISSIONS DE CO2

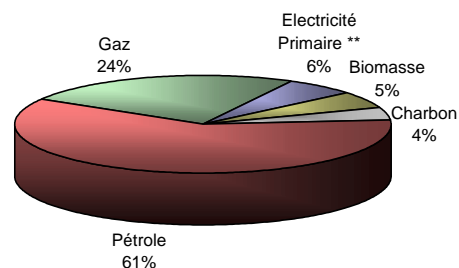
<b>Emissions de CO2/PIB *</b>	kg/\$95	0,52	0,49	0,50	0,47	0,46	0,45	0,45
<b>Emissions de CO2/habitant</b>	tCO2/hab.	3,8	3,9	4,0	3,9	4,0	3,9	3,8

\* à parité de pouvoir d'achat

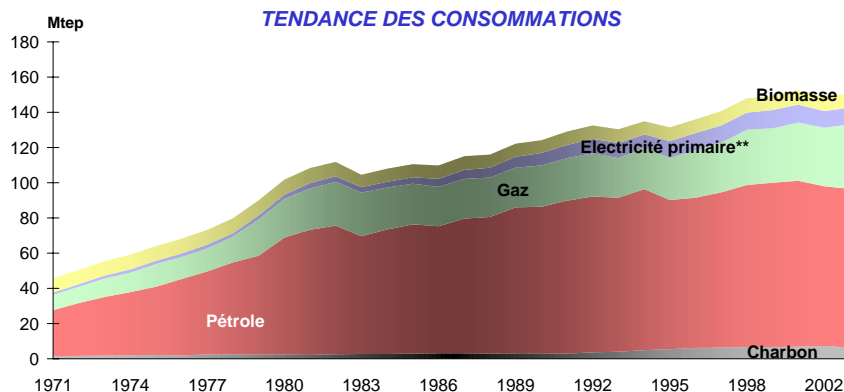
## BILAN ENERGETIQUE

(Mtep)	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Production</b>	<b>195</b>	<b>223</b>	<b>229</b>	<b>224</b>	<b>231</b>	<b>236</b>	<b>237</b>
Importation	6,19	15,1	17,0	19,5	24,1	20,4	18,6
Exportation	75,7	95,6	97,3	92,2	97,8	101	100
Soutes	0,64	0,81	0,80	1,19	1,34	1,28	1,28
Variation de stocks	-0,31	-1,35	0,39	-0,51	-3,19	-4,94	-3,75
<b>Consommation primaire</b>	<b>124</b>	<b>141</b>	<b>148</b>	<b>149</b>	<b>152</b>	<b>149</b>	<b>151</b>
<b>Consommation finale</b>	<b>88,5</b>	<b>95,0</b>	<b>94,8</b>	<b>92,7</b>	<b>94,0</b>	<b>90,3</b>	<b>89,9</b>
Industrie	27,8	31,4	29,8	27,6	27,4	24,2	24,3
Transport	31,4	34,5	35,7	35,8	36,9	38,0	37,8
Résidentiel & Tertiaire	20,0	22,6	23,3	22,1	22,8	22,5	22,2
Usages non énergétiques	9,29	6,44	5,95	7,19	6,83	5,44	5,57

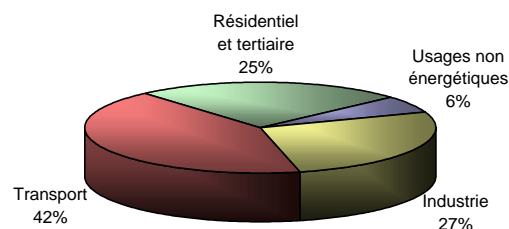
CONSOMMATION PRIMAIRE 2002



TENDANCE DES CONSOMMATIONS



CONSOMMATION FINALE PAR SECTEUR 2002

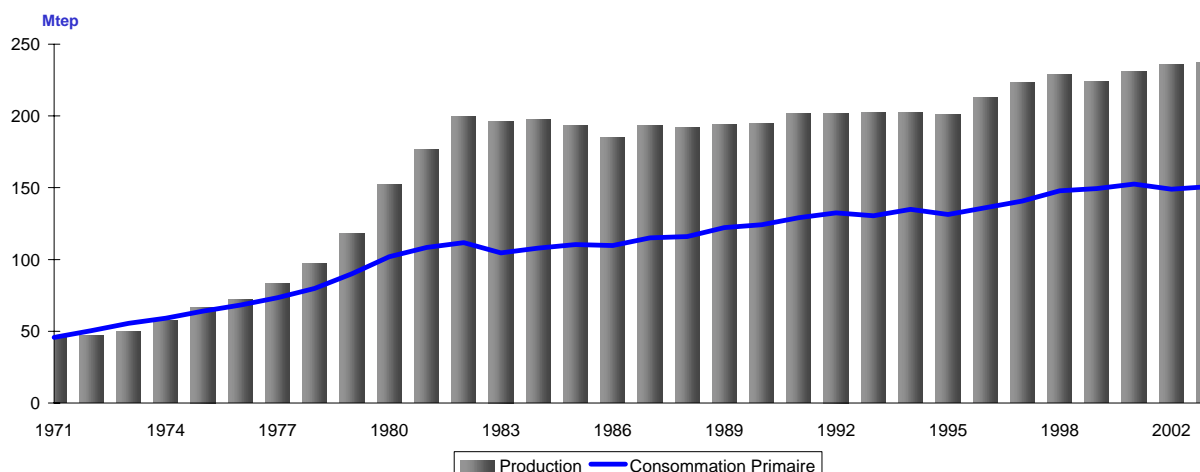


## BILAN ENERGETIQUE

2002

(Mtep)	Charbon	Pétrole Brut	Produits Pétroliers	Gaz Naturel	Elec.** Primaire	Elec.	Biomasse	Total*
<b>Production</b>	4,71	182	33,3	9,34			8,20	237
Importations	1,61	0,18	11,7	4,99		0,04		18,6
Exportations	-0,004	-93,0	-7,18	-0,04		-0,03		-100
Soutes			-1,28					-1,28
Variation de stocks		-2,02	-0,06	-1,66				-3,75
<b>Consommation primaire</b>	<b>6,32</b>	<b>87,0</b>	<b>3,23</b>	<b>36,6</b>	<b>9,34</b>	<b>0,01</b>	<b>8,20</b>	<b>151</b>
Raffineries		-72,0	69,8					-2,19
Centrales électriques	-4,30		-19,0	-13,1	-9,34	16,2	-0,83	-30,4
Autres	-0,28	-15,0	3,93	-13,9		-3,03	0,0	-28,3
<b>Consommation finale</b>	<b>1,75</b>		<b>58,0</b>	<b>9,55</b>		<b>13,2</b>	<b>7,37</b>	<b>89,9</b>
dont :								
Industrie	1,75		5,32	8,00		8,01	1,19	24,3
Transport			37,7	0,01		0,09		37,8
Résidentiel et tertiaire			10,3	0,69		5,09	6,06	22,2
Usages non énergétiques			4,71	0,86				5,57

\* Y compris chaleur



\*\* Nucléaire (1TWh = 0,26 Mtep), Hydraulique et éolien (1 TWh = 0,086 Mtep), Géothermie (1 TWh = 0,86 Mtep)