

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT : GENIE CHIMIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

PROJET DE FIN D'ÉTUDES
POUR L'OBTENTION DU DIPLÔME
D'INGÉNIEUR D'ÉTAT EN GÉNIE CHIMIQUE

THÈME

**Évolution des prix de pétrole dans le futur par rapport aux
autres matières premières**

Proposé par :
Pr C.E CHITOUR

Étudié par :
M. SEGDI
M. ZAIDI

Soutenu le 30 JUIN 2010 devant le jury composé de :

Mme R.DERRICHE, Professeur à l'ENP.....Présidente
Mme F.MOHELLEBI, Maitre de Conférences à l'ENP.....Examinatrice
Mme S.HADDOUM, Chargée de cours à l'ENPExaminatrice
Mme N.SKANDER, Directrice SPE SONATRACH.....Invitée

Promotion : juin 2010

ملخص:

تعديل العوامل التي تؤثر على العرض والطلب في أسواق السلع الأساسية ، ويبقى تفسير الأساسية لتحركات الأسعار في الأجلين المتوسط والطويل. ومع ذلك، في السنوات الأخيرة، إلى العلاقة الوثيقة التي تطورت بين أسواق السلع والأسواق المالية ويبدو أن زيادة كبيرة في تذبذب الأسعار. على الرغم من أنها هي الحال في أسواق السلع الأساسية ، وعندما يكون قويا ، يعاقب كل من المصدرين والمستوردين من جهة ، وتوقعات كاذبة تماما. وفي هذا السياق ، الجزائر له علاقة مع إدارة أفضل للثروة المتأتية من صادرات النفط ، وسياسة الطاقة أكثر ملاءمة لتلك الاحتياجات ، من أجل اتخاذ هذه الموارد للأجيال المقبلة.

كلمات البحث : أسواق السلع الأساسية ، التنبؤ ، استراتيجيات الجزائر في مجال الطاقة

Résumé

La modification des facteurs qui influent sur l'offre et la demande des marchés des matières premières, reste un élément d'explication fondamentale des mouvements des prix à moyen et à long terme. Toutefois, ces dernières années, l'étroite relation qui s'est établie entre les marchés des produits de base et les marchés financiers semble avoir sensiblement accentué l'instabilité des prix. Bien qu'elle soit caractéristique des marchés de produits de base, lorsqu'elle est forte, pénalise tout à la fois les pays exportateurs, et importateurs, d'une part, et fausse complètement les prévisions.

Dans un tel contexte, l'Algérie se doit d'agir, avec une meilleure gestion de la rente générée des exportations d'hydrocarbures, et une politique énergétique plus adaptée à ces besoins, afin de faire durer cette ressource aux générations futures.

Mots clé : marchés des matières premières, prévisions, prix de pétrole, Algérie, stratégie énergétique.

Abstract

The modification of the factors which influence the supply and the demand on the market of the raw materials, remains an element of fundamental explanation of the trends of prices in the medium and long term. However, these last years, the close relation which was established between the commodity markets and the financial markets appreciably seems to have accentuated the instability of the prices. Although it is characteristic of the markets of basic commodities, when it is strong, penalizes at the same time the countries exporting, and importing, and distorts the forecasts completely.

In such a context, Algeria must act, with a better management of the generated revenue of exports of hydrocarbons, and an energy policy more adapted to these needs.

Keywords: commodity markets, forecast, oil prices, Algeria, energy strategy.

Remerciements

Nous remercions le bon dieu de nous avoir donné la force et la santé dans la réussite de nos études et de ce présent travail.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance et gratitude à notre promoteur, le Professeur C.E CHITOUR, tout au long de ce travail, il a su nous apporter un soutien constant, une disponibilité, une écoute, une confiance et des conseils précieux et avisés à la hauteur de ses compétences et de ses réelles qualités humaines.

Nous exprimons aussi, notre profonde reconnaissance aux membres du jury, Professeur R.DERRICH, Maitre de conférence F.MOHHELBI, Maitre assistant S.HADDOUM, et Docteur SKANDER, pour leurs disponibilité, de nous avoir honoré en ayant accepté de juger notre travail.

Nous tenons à exprimer notre gratitude et reconnaissance aux enseignants du département Génie Chimique de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, qui ont contribué étroitement à notre formation d'ingénieur, nous leurs sommes reconnaissant pour leurs inestimables efforts durant notre formation.

Nos remerciements à nos chers parents qui ont empli nos vies d'amour et de joie. Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents,

Mes sœurs, et frères,

Mes nièces et mes neveux,

Et à tout mes amis

MADANI

*A ma mère, a mon père,
A ma sœur, a mes frères,
A ma nièce,
A tous mes amis,
A tous ceux que j'aime,
Affectueusement, MISSOUM*

Liste des abréviations / symboles

AIE : Agence International de l'énergie

ANS : l'Atlantic North Slope

BDI :L'indice Baltic Dry

BRI : brigade de recherche et d'intervention

BRIC : Brésil, Russie, Inde Chine

BP : British Petroleum

BTU :British thermal unit

CEI : Communauté des Etats Indépendants

CNUCED : Conseil des nations unies du commerce et du développement

D.T.S : les droits de tirage spéciaux

DA : dinar Algérien

ETF: Exchange traded fund

FAO : Organisation des Nations unies pour l'alimentation et l'agriculture

FED : réserves fédérales américaines

FMI : Fond Monétaire Internationale

GNL : gaz naturel liquifié

hab : habitant

IDE : investissement direct international

kWh : Kilowattheure Unité d'énergie. Le kWh représente l'énergie mise en oeuvre par un appareil de puissance 1 000 watts pendant une heure de fonctionnement.

LDC : compagnies locales de distribution

Mb/j : millions de barils par jours

MEDA : programme de coopération du partenariat euro-méditerranéen

M.D.E : maîtrise de demande d'électricité

Mt : millions de tonnes

Mtep : millions de tonne équivalent pétrole

MWh : Miga watt heure

NOPEP : pays non membres de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole

OBG : Oxford business Group

OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Economique

ONU : Organisation des Nations Unies

OPEP : Organisation des pays exportateur de pétrole

PIB : produit intérieur brut

tep : tonne équivalent pétrole

UE : union européen

URSS : Union des Républiques Socialistes Soviétiques

USA : United states of America

USGS : U.S. Geological Survey

WEO :World Energy Outlook

WTI :West Texas Intermediate

\$: dollar Américain

€ :euro ,monnaie de l'union européen

Liste des figures

PARTIE I

- Figure 1** : Production d'or par pays..... Page 10
- Figure 2** : Demande mondiale, offre minière et production d'or Page 11
- Figure 3** : Réserves en or du FMI (tonnes)..... Page 12
- Figure 4** : Évolution des cours de l'or (2000-Avril 2010)..... Page 14
- Figure 5** : Consommation de blé par zone géographique et par habitant (moyenne en kg/an/habitant sur la période 1997-1999) Page 16
- Figure 6** : Évolution de la consommation mondiale de blé en millions de tonnes sur la période 1946 - 2005..... Page 17
- Figure 7** : Évolution du volume des exportations de blé pour les principaux acteurs en millions de tonnes sur la période 1961-2004..... Page 17
- Figure 8** : Évolution du volume des importations de blé (en millions de tonnes) pour les principaux acteurs sur la période 1961-2004..... Page 18
- Figure 9** : Composition des différentes catégories indiquées dans le tableau de la consommation de blé par habitant..... Page 19
- Figure 10** : Comparaison entre l'évolution des prix du blé Argentine FAB et le blé États-Unis Hard Red Winter en dollars américains la tonne sur la période 1960 et 2005 Page 20
- Figure 11** : Instabilité interannuelle des cours du blé Argentine Trigo Pan FAB en dollars américains la tonne sur la période 1960 et 2005 Page 21
- Figure 12** : Instabilité interannuelle des cours du blé États-Unis Hard Red Winter FAB rendu Golf du Mexique en dollars américains la tonne sur la période 1960 et 2005. Page 22
- Figure 13** : Évolution des prix du blé US N°2 hard red winter (ord.) FAB rendu Golf du Mexique sur le court terme en dollars américains la tonne entre janvier 2000 et décembre 2005..... Page 23

PARTIE II

- Figure 14** : Évolutions de la Consommation mondiale d'énergie primaire en Mtep..... Page 26

Figure 15 : Ratios réserves /production mondial 2008 pour le pétrole : en années	Page 28
Figure 16 : Ratios réserves /production par région 2008 : en années.....	Page 29
Figure 17 : Production de pétrole brut par principaux pays ou groupes de pays depuis 1983 en Million de barils par jour	Page 30
Figure 18 : Répartition géographique des réserves de pétrole en 2008.....	Page 31
Figure 19 : Consommation de pétrole brut par région en million de barils par jour	Page 32
Figure 20 : Part des principaux pays exportateurs dans les exportations mondiales de pétrole brut sur la période 2003-2007.....	Page 37
Figure 21 : Part des principaux pays importateurs dans les importations mondiales de pétrole brut sur la période 2003-2007.....	Page 38
Figure 22 : Major trade movements.....	Page 39
Figure 23 : Prix du pétrole brut en dollar courant /baril entre 1970 et2010.....	Page 43
Figure 24 : Évolutions des prix du pétrole brut de 1861 à 2008.....	Page 46
Figure 25 : Répartition des réserves de gaz naturel en 2008.....	Page 47
Figure 26 : Ratios réserves /production mondial 2008 pour le gaz naturel : en années	Page 48
Figure 27 : Production de gaz naturel en milliards de mètres cubes sur la période 1970-2008	Page 48
Figure 28 : Consommation de gaz naturel de 1970 à 2008.....	Page 49
Figure 29 : Structure de l'offre de gaz naturel ainsi que le système de transport en Europe	Page 52
Figure 30 : Prix du gaz naturel selon les différents types de consommateurs (USD - base mensuelle), Janvier 1973 - Août 2007	Page 56
Figure 31 : Prix internationaux du Gaz naturel, (USD/millions BTU), 1984 - 2008	Page 57
Figure 32 : Réserves prouvées de charbon (lignite, charbons bitumineux, sub-bitumineux, anthracite) fin 2008 milles millions de tonnes.....	Page 60
Figure 33 : Production mondial de charbon en Mtep	Page 61
Figure 34 : Consommation de charbon en Mtep.....	Page 61
Figure 35 : Major trade movements.....	Page 63
Figure 36 : Prix de charbon en US dollar /tonne.....	Page 66
Figure 37 : Evolution de prix du pétrole, de l'or et de blé	Page 70
Figure 37 : Prevision de prix du pétrole (fil de l'eau).....	Page 76

PARTIE III

- Figure 39** : Réserves prouvées de pétrole en Algérie en millions de barils Page 82
- Figure 40** : Évolutions de la production de pétrole en Milliers de barils par joursPage 83
- Figure 41** : Réserves prouvés de gaz naturel en Algérie Page 84
- Figure 42** : Évolution des exportations d'hydrocarbure en milliards de dollars.. Page 85
- Figure 43** : Évolution de la production en hydrocarbures en millions de tep à l'horizon de 2030..... Page 88
- Figure 44** : Évolution de la consommation des hydrocarbures à l'horizon de 2030Page 88
- Figure 45** : Évolution de la consommation des hydrocarbures à l'horizon de 2030Page 89

Liste des tableaux

- Tableau 1** : Quelques exemples de formules de prix..... Page 41
- Tableau 2** : Prévision de l'AIE de la demande du pétrole et prix a l'horizon 2030.
.....Page 74
- Tableau 3** : Récapitulatif des prévisions de prix de pétrole Page 77
- Tableau 4** : Indicateurs de croissance..... Page 78
- Tableau 5** : Répartition de l'activité économique par secteur..... Page 78
- Tableau 6** : Indicateurs monétaires..... Page79
- Tableau 7** : Prévision de pénétration des énergies renouvelables à l'horizon 2030
.....Page 90

SOMMAIRE

Liste des abréviations / symboles.....i
Liste des figures.....iii
Liste des tableaux.....v

INTRODUCTION GENERALE.....Page 1

PARTIE I : MARCHES INTERNATIONAUX DES MATIERES PREMIERES

1 .LA MONNAIE Page 3

1 .1.Définition de la monnaie Page 3

1 .2.Historique Page 3

 a.Le système bi-métallique..... Page 4

 b.L'étalon-or « classique »..... Page 4

1 .3.Le système monétaire international Page 4

 a)L'étalon de change-or (1914-1971) Page 4

 b) 1971-1973 Page 5

 c)Le système actuel: (à partir de mars 1973)..... Page 6

1 .4. Les formes actuelles de la monnaie Page 6

1 .5. Monnaies atypiques Page 7

 1 .5.1.Monnaie de nécessité Page 7

 1 .5.2.Monnaie fondante..... Page 7

 1 .5.3.Monnaie à droits spéciaux Page 7

 1 .5.4.Monnaies restreintes..... Page 8

1 .6.Les fonctions de la monnaie Page 8

 1 .6.1.Unité de compte..... Page 8

 1 .6.2.Réserve de valeur Page 8

1 .6.3.Moyen de paiement.....	Page 9
2. MARCHÉ INTERNATIONALE DE L'OR	Page 10
2.1. Fondamentaux sur l'or.....	Page 10
2.2. Les réserves en or du FMI.....	Page 11
2.3. Une modification de la demande au profit de l'investissement	Page 12
2.3.1. Investissement	Page 12
2.3.2. Bijouterie	Page 12
2.3.3. Industrie	Page 13
2.4. Une offre d'or sous tension	Page 13
2.4.1. Production minière	Page 13
2.4.2. Vente des banques centrales.....	Page 13
2.4.3. Récupération d'or.....	Page 13
2.5. L'or et l'économie.....	Page 13
2.6. Cours de l'or.....	Page 14
3. MARCHÉ INTERNATIONALE DE BLÉ	Page 15
3.1. La production	Page 15
3.2. La consommation.....	Page 15
3.3. Le commerce international.....	Page 17
3.4. Le prix du blé	Page 20
3.4.1. Évolution des prix et analyse historique.....	Page 20
3.4.2. Instabilité des cours.....	Page 21
3.4.3. Volatilité ou indice d'instabilité	Page 22
3.4.4. Marchés à terme et contrats	Page 25

PARTIE II : MARCHES INTERNATIONAUX DE L'ENERGIE

1. PRIX INTERNATIONAL DU PETROLE	Page 26
1.1. Introduction	Page 26
1.2. L'épuisement des réserves.....	Page 27
1.3. Les déterminants liés à l'offre disponible	Page 29

1.4. Les déterminants liés a la demande	Page 31
1.5. Le pouvoir de marche des producteurs	Page 33
1.6. Les déterminants lies à la spéculation et au cours du dollar	Page 35
1.7.Échanges internationaux.....	Page 37
1.8. Les prix du pétrole	Page 40
1.8.1. Les marchés physiques.....	Page 40
1.8.2. La formation des prix	Page 41
1.8.3. Les prix de référence	Page 42
• La collecte des prix.....	Page 42
• Les bruts internationaux de référence	Page 42
1.8.4. Historique des prix	Page 43
1.8.5. La prise en compte de l'inflation.....	Page 45
2. MARCHÉ DU GAZ NATUREL	Page 47
2.1. Les réserves mondial de gaz naturel	Page 47
2.2. La production mondial de gaz naturel	Page 48
2.3. La consommation mondial de gaz naturel.....	Page 49
2.4. Le commerce international	Page 50
2.5. Le commerce régional	Page 51
2.5.1. Amérique du nord	Page 51
2.5.2. Europe de l'ouest.....	Page 51
2.5.3. Ex Union-Soviétique	Page 52
2.6. Structure de marché	Page 52
2.7. Prix de gaz naturel.....	Page 54
2.7.1. Référence et mécanismes de formation des prix	Page 54
2.7.2. Marché et contrats pour la gestion des risques	Page 55
2.7.3. Principaux marchés physiques	Page 55
2.7.4. Évolution historique des prix de gaz naturel	Page 56
2.7.5. Politique économique et commerciale	Page 57
2.8. Les stratégies énergétiques des états.....	Page 58
2.9. Les politiques environnementales :.....	Page 58

3. LE CHARBON	Page 60
3.1. Consommation propre et exportation	Page 63
3.2. Le marché mondial du charbon.....	Page 64
3.3. Prix: un trend haussier à long terme ; la formation de prix de charbon.....	Page 65
3.4. Une baisse exceptionnelle des échanges	Page 66
• Le cas particulier de la chine	Page 67
4. LE PRIX DE L'URANIUM	Page 86
5. PETROLE, DENREES ALIMENTAIRES ET L'OR	Page 69
6. LES PREVISIONS DE PRIX DU PETROLE	Page 71
6.1. La détermination du prix du pétrole et sa prévision	Page 71
6.2. Les prévisions pour les prix du pétrole.....	Page 73
6.3. Proposition d'un modèle prévisionnel	Page 75
• Premier scénario	Page 75
• Deuxième scénario	Page 76
6.4. Conclusion	Page 77

PARTIE III : L'ENERGIE EN ALGERIE

1. L'ECONOMIE ALGERIENNE	Page 78
1.1. Présentation	Page 78
1.2. Principaux indicateurs économiques.....	Page 78
1.3. Production et investissement.....	Page 79
1.4. Commerce extérieure.....	Page 79
2. L'ÉNERGIE EN ALGÉRIE	Page 80
2.1. Les réserves en hydrocarbures en Algérie.....	Page 80
2.2. La production de pétrole en Algérie.....	Page 83
2.3. Le gaz naturel en Algérie.....	Page 83
2.3.1. Les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie.....	Page 83

2.3.2. La production de gaz naturel	Page 84
3. LA RENTE	Page 84
• Les caractéristiques de l'économie rentière pétrolière.....	Page 85
4. « Stratégie énergétique de l'Algérie à l'horizon 2030 »	Page 86
4.1. Scenari tendanciel (fil de l'eau)	Page 87
4.2. Scenari avec amélioration du niveau de vie.....	Page 89
4.3. Scenari volontariste.....	Page 90
• Le démarrage effectif de l'utilisation des énergies renouvelables	Page 91
A. Maitrise de l'énergie	Page 91
1. La cogénération	Page 91
2. La maitrise de la demande des transports	Page 92
3. La maitrise de l'énergie dans les bâtiments.....	Page 93
4. La maitrise de l'énergie dans l'industrie.....	Page 94
CONCLUSION GENERAL	Page 95
BIBLIOGRAPHIE	Page 96
ANNEXE	Page 98

INTRODUCTION GENERALE

L'objet de cette étude est d'analyser le fonctionnement des marchés internationaux des matières premières (blé, or), de l'énergie, (pétrole, gaz naturel, charbon, uranium).

Nous savons que le blé en tant que matière première, contribue de par sa dimension centrale dans l'alimentation humaine à des volumes échangés annuellement très importants, et qui ne cesseront d'augmenter. D'après les perspectives agricoles établis par la FAO et l'OCDE, indiquent des prix réels, avec une hausse de 15 % à 40 % pour le blé. Pour rappel l'Algérie 5^{ème} importateur mondial.

Pour ce qui est du marché de l'or, depuis la rupture de la parité or-dollar, ce métal précieux a pris un trend haussier, malgré les fluctuations que peut connaître ses cours mensuellement, du fait qu'il représente une valeur sûre. La barre des 1260 dollars l'once (33 grammes) a été dépassée le 20 juin

Concernant le marché des énergies (pétrole, gaz, charbon et uranium), ces sources qui représentent près de 95% de l'énergie commerciale (hors bois) consommée dans le monde et elles ont en commun d'être épuisables à l'échelle humaine. Rappelons que le pétrole représente à lui seul 38% de l'énergie primaire commercialisée dans le monde, le charbon 26%, le gaz naturel 24% et le nucléaire 7%.

L'énergie n'est pas un bien comme les autres, une « commodity », et ce pour deux raisons : c'est un produit stratégique qui implique que les États cherchent à en contrôler l'accès, d'une part ; c'est un bien qui du fait de son épuisabilité et de la localisation spatiale des réserves génère des rentes, d'autre part, certains opérateurs disposent en outre d'un pouvoir de marché tout au long de la chaîne énergétique, que ce soit les producteurs, les transporteurs, les distributeurs ou les consommateurs. L'enjeu sur ces marchés, c'est le partage de la rente et les États, via la fiscalité, peuvent modifier les règles de ce partage, que ce soit dans l'amont de la chaîne, au niveau de la production, ou dans l'aval, au niveau de la distribution.

Rente, pouvoir de marché, intervention publique sont des facteurs qui, à côté des coûts de production, vont jouer un rôle majeur dans la détermination des prix de l'énergie mais la situation sera différente selon les énergies considérées. Le marché international du pétrole est un marché unifié à l'échelle mondiale sur lequel s'échange plus de la moitié du pétrole produit et où le prix observé est souvent très supérieur au coût d'accès.

Le marché international du gaz naturel reste un marché segmenté sur le plan géographique. La part du gaz produit qui est échangée sur le marché international est sensiblement plus faible, de l'ordre de 23 à 24% et le prix du gaz est souvent corrélé avec celui du pétrole.

Le marché international du charbon est encore plus étroit que celui du gaz naturel (la proportion de la production mondiale de charbon qui donne lieu à

échange international ne dépasse pas 15%) et c'est de plus un marché doublement segmenté : au niveau de la nature du charbon.

Le gaz naturel et le charbon ont en outre en commun d'être beaucoup plus coûteux à transporter que le pétrole, ce qui explique dans une large mesure la segmentation observée sur ces marchés.

Quant à l'uranium, c'est une ressource dont les échanges internationaux restent modestes pour l'instant et se font encore pour l'essentiel sous forme de contrats bilatéraux et, dans une faible proportion (10%), sur un marché « spot ».

Ensuite, nous avons essayé de mettre le point sur la possibilité d'existence de nouvelles initiatives destinées à lever la malédiction qui pèse sur les pays comme le notre, dotés de ressources naturelles (fossiles), ainsi que la possibilité d'établir des prévisions plus précises de manière à prendre des décisions d'investissement plus éclairées, en prônant des politiques conservatrices, et des économies d'énergies réfléchies, afin d'assurer la durabilité de ces ressources aux générations futures.

**PARTIE I : MARCHES INTERNATIONAUX
DES MATIERES PREMIERES**

1 .LA MONNAIE : [2]

1 .1.Définition de la monnaie

Le terme *monnaie* vient du verbe latin *monere*, qui signifie « avertir ». En effet la monnaie romaine fut d'abord frappée dans un atelier monétaire voisin du temple de Junon *Moneta* — Junon « qui avertit » — sur le Capitole. Ce temple avait reçu ce surnom avec l'épisode des oies du Capitole, car ce sont les oies sacrées de ce temple qui en furent les « héroïnes ».

La monnaie fait partie de l'identité d'une nation, elle concentre toutes les oppositions théoriques que l'on connaît en économie. Cela n'est guère étonnant dans la mesure où la monnaie est au centre de l'économie capitaliste et que celle-ci fait l'objet d'analyses très différentes.

La monnaie peut se définir comme tout moyen de paiement généralement accepté par une collectivité pour la livraison de biens ou le règlement d'une dette.

La monnaie est un instrument légal de paiement. C'est un moyen d'achat immédiat et général. Elle est une icône, une image de la confiance dans la probabilité de remboursement de la dette.

Nous pourrions penser que l'inventaire de ses fonctions suffit à comprendre ce qu'est la monnaie. De plus, comme chacun en a une idée intuitive, ces fonctions sont suffisamment simples à saisir pour que nous nous imaginions que les économistes sont à peu près d'accord entre eux pour en faire une même analyse.

1 .2.Historique

Dans cette partie, nous mettrons l'accent sur les grandes dates et événements qui ont contribué aux changements monétaires :

Depuis des temps préhistoriques, les hommes ont compté leurs biens. Rapidement, un étalon s'impose dans chaque groupe humain : coquillage, minéraux précieux ou utiles comme le sel, petits lingots de métal (fer, puis argent ou or), etc.

Alors que la monnaie représente déjà une certaine quantité de biens, que nous ne pourrions pas manipuler aussi facilement, l'étape suivante est la mise en place d'une monnaie de second niveau, qui elle-même représente une grande quantité de monnaie métallique d'abord l'or et par la suite d'autres métaux tels que l'argent, le cuivre, laissée en dépôt en lieu sûr. Ainsi apparaît la monnaie papier qui ne représente originellement qu'une dette payable à vue sous forme de métal ou d'autres biens.

Il y a déjà le troc qui est une forme d'échange des premières sociétés humaines, il était adapté à des communautés réduites où la majeure partie des biens nécessaires était produite localement.

Il est par exemple pratiqué aujourd'hui par certains pays comme le Venezuela qui préfèrent échanger leurs ressources naturelles par des biens en nature plutôt que de subir la politique monétaire des pays dont la monnaie est dominante.

Nous pouvons distinguer plusieurs étapes dans l'évolution historique qui a conduit de la monnaie métallique à la monnaie fiduciaire que nous connaissons aujourd'hui :

a. Le système bi-métallique (jusqu'au XIXe siècle) : toutes les monnaies sont définies à la fois par rapport à l'or et par rapport à l'argent (métal). Chaque état, en fonction de ses disponibilités métalliques, utilisent préférentiellement l'un ou l'autre métal, et se sert de l'autre comme appoint. Les pièces d'or et d'argent notamment, de par leur valeur intrinsèque, circulent fréquemment en dehors de leur pays d'origine.

b. L'étalon-or « classique » (jusqu'en 1914) : toutes les monnaies sont définies par rapport à l'or. La monnaie-papier est un substitut à l'or (une once d'or équivalait à 20 dollars, 4 livres britanniques, etc.). Les taux de conversion de chaque monnaie en or, et donc entre elles, sont fixes. Cela assure la stabilité de la monnaie et empêche une inflation provoquée artificiellement par une augmentation de la masse monétaire (procédé auquel les États auront constamment recours par la suite).

En 1865, est créée l'**Union Latine**, une convention monétaire entre la Belgique, la France, l'Italie et la Suisse, convention à laquelle adhère la Grèce en 1868. Cette convention est restée en vigueur, moyennant plusieurs aménagements, jusqu'au 1er janvier 1927. Elle avait pour but d'harmoniser les monnaies de ces pays (module, titre, poids) qui avaient ainsi une circulation transfrontalière.

1.3. Le système monétaire international

Il faut tout d'abord signaler qu'après la monnaie or, la livre sterling a longtemps été la monnaie de référence en accompagnant l'empire britannique. Nous distinguons les étapes suivantes :

a) L'étalon de change-or (1914-1971) :

Il s'agit d'un système mixte par lequel certains pays veulent conserver les avantages de l'étalon-or, alors que d'autres veulent se garder la latitude (via la « planche à billets ») d'avoir des taux de change variables. Ce système va devenir caduc en quelques décennies :

- **Première Guerre Mondiale:** en raison du coût de la guerre toutes les monnaies européennes sont fortement dévaluées par rapport à l'or.
- **Conférence de Gênes 1922:** Un nouvel ordre monétaire est mis en place où seuls les États-Unis conservent l'étalon-or classique. Le dollar repose sur l'or, la livre britannique sur le dollar, et les autres monnaies européennes sur la livre britannique.

- **1931:** le Royaume-Uni, conduit à augmenter sa masse monétaire, abandonne le système de change-or.
- **1934:** le dollar est défini comme 1/35 d'once d'or. Les citoyens états-uniens n'ont pas le droit de posséder de l'or.
- **accords de Bretton Woods 1944:** En 1944, la conférence de Bretton Woods réunit des autorités monétaires des puissances alliées. Elle prend acte du fait que les États Unies ont acquis une position hégémonique. Ils détiennent 70% des réserves mondiales d'or en 1945 et vont en posséder 80% en 1949. La conférence reconduit les principes du bon fonctionnement d'un système monétaire international : convertibilité des monnaies entre elles, règle de parités fixe. Le dollar américain s'impose comme monnaie internationale du fait du poids de l'économie américaine : il est encore convertible en or à taux fixe (35 dollars l'once). L'année 1958 représente certainement l'apogée du système établi à Bretton Woods. La plupart des pays industrialisés ont levé les derniers obstacles à la convertibilité de leurs monnaies ; les parités sont à taux fixe et la domination du dollar est incontestable. Les premiers dérèglements se manifestent en 1960, puis en 1967 : la convertibilité du dollar en or au taux établi en 1944 est remise en question, une inflation –encore faible– s'étant manifestée dans les pays industrialisés. Un marché parallèle apparaît, sur lequel la parité de 35 dollars l'once n'est plus respectée. Les agents refusent d'acheter ou ne peuvent plus vendre le dollar au taux fixé par la banque centrale américaine, car tout le monde s'attend à une dévaluation du dollar. À la fin des années 1960, la balance de paiements américains est déficitaire, mais la balance commerciale reste excédentaire : les capitaux américains s'expatrient depuis 1950, mais la domination économique américaine subsiste.

b) 1971-1973:

Les États-Unis sortent essoufflés économiquement du borbier vietnamien. Pour avoir fait marcher la planche à billets, l'inflation était devenue importante. De plus les économies européennes et japonaises boostées par le Plan Marshall, devenaient de plus en plus compétitives et concurrençaient les États-Unis. De ce fait, les Américains n'arrivaient pas à suivre. Ils décident de deux actions fondamentales

À partir de juillet 1971, suppression de la parité. L'once n'est plus égale à 35 dollars. L'étalon-or était abandonné.

À titre d'information l'or a atteint le 8 juin 2010 la barre des 1250 dollars l'once (une multiplication par 40 depuis 40 ans).

De plus les Américains ont amené l'OPEP en octobre 1973 à augmenter le prix du pétrole de 2 \$ à 11 \$ freinant ainsi les économies européennes et japonaises.

c)Le système actuel: (à partir de mars 1973) :

Depuis 1973, le système monétaire international peut être décrit comme un non-système. Les pays peuvent choisir pratiquement toute politique de change qu'ils souhaitent. Il existe donc tout un spectre de régimes de change, allant des changes fixes aux changes purement flottants. Cette évolution doit cependant être nuancée pour trois raisons : d'abord, parce que les pays qui pratiquent le flottement indépendant restent assez minoritaires ; ensuite, parce que cette évolution semble marquer le pas dans la seconde moitié des années 1990 ; surtout parce qu'elle n'est fondée que sur les déclarations officielles des accords de change auprès du FMI. Or, sur ce dernier point, plusieurs travaux récents tendent à démontrer que, pour la plupart, les petits pays qui se déclarent officiellement en régime de flottement indépendant pratiquent dans les faits un régime de flottement organisé. Ainsi, contrairement à une idée reçue, le SMI actuel n'est pas dominé par le laissez faire en matière de change. Les pays pratiquant le change flottant pur restent l'exception et ceux qui recherchent une certaine stabilité des parités, la règle.

1 .4. Les formes actuelles de la monnaie

- *la monnaie marchandise* : On la trouve dans l'évaluation des dots en monnaie marchandise (bœufs, chameaux) dans les pays en développement.
 - *La monnaie métallique* : C'est la monnaie divisionnaire ou monnaie d'appoint. Elle n'a aucune valeur marchande et sert principalement aux petits achats. Elle a un pouvoir libératoire limité. Cette monnaie émise par le Trésor Public est vendue à la banque centrale qui la mettra ensuite en circulation grâce à l'intermédiaire des banques commerciales.
 - *La monnaie fiduciaire* : Les billets sont émis par la banque centrale. Ils sont inconvertibles en or. On parle de monnaie fiduciaire car la valeur du billet n'est pas liée à la valeur propre du billet. Cette valeur repose sur la confiance.
 - *La monnaie scripturale* La monnaie scripturale est composée de tous les avoirs bancaires utilisables directement pour régler les dettes. Elle prend la forme d'un montant représentant le crédit d'un agent économique dans une banque. C'est une monnaie qui n'existe que par le biais d'un jeu d'écriture (d'où le nom de monnaie scripturale).
- Ce sont essentiellement les comptes chèques ou comptes courants: comptes courants ouverts auprès des banques commerciales; comptes de chèques postaux (CCP) ; comptes ouverts auprès des comptables publics.
- *La monnaie électronique* : Est un moyen de paiement de plus en plus utilisé. La monnaie électronique concerne l'utilisation des cartes de paiement qui permettent les

retraits d'argent dans les guichets automatiques et les paiements chez les commerçants. En réalité, il ne s'agit pas d'une nouvelle monnaie car c'est toujours une inscription sur un compte bancaire. C'est le support papier qui est transformé par des transferts électroniques.

1.5. Monnaies atypiques

1.5.1. Monnaie de nécessité

À l'occasion de grandes difficultés économiques (guerres, sièges, crise économique) la monnaie courante d'un pays, particulièrement les pièces divisionnaires, peut disparaître rapidement, pour permettre néanmoins les échanges, des organismes publics ou privés sont amenés à émettre une monnaie temporaire et locale, la monnaie de nécessité. Ce phénomène se produit avec une ampleur considérable en France entre 1914 et 1926.

1.5.2. Monnaie fondante

La valeur de la monnaie est variable, et relativement incontrôlée. Mais, dans certaines circonstances économiques, une des principales qualités de la monnaie (sa capacité à être stockée) devient un grave défaut : en période de déflation, il est plus avantageux de stocker le numéraire que de s'en servir, car le prix des biens s'effondre. La généralisation d'un tel comportement conduit à une grave crise économique, la production locale devient une activité à perte croissante jusqu'à la faillite, alors que les importations peuvent se poursuivre.

Une solution (déjà employée) consiste à lutter contre le sentiment de stabilité de la monnaie par l'usage de monnaie « fondante », par différents moyens qui organisent une sorte d'inflation forcée :

- chaque billet est daté, et sa durée de vie est limitée ; au terme de sa courte vie il sera échangé contre une coupure plus faible.
- chaque billet est muni d'un coupon dont on détache chaque jour un morceau, ce qui lui fait perdre une partie de sa valeur....etc.

1.5.3. Monnaie à droits spéciaux

Lorsqu'une monnaie est trop déstabilisée, il arrive qu'on la remplace par une nouvelle. Pour que l'opération se fasse, il faut que la nouvelle monnaie présente un avantage, une économie de coûts, pour les utilisateurs, ce qui implique souvent l'attribution d'avantages spécifiques :

- accès prioritaire, voire accès exclusif, pour l'achat de biens que l'état va aliéner (comme avec les assignats de la Révolution française, gagés sur les « biens nationaux »).
- réduction fiscale pour les paiements en cette nouvelle monnaie...etc.

1.5.4. Monnaies restreintes

Il est fréquent de mettre en place des monnaies spécialisées, qui permettent d'acheter seulement certains types de biens. Par exemple :

- Des chèques restaurant.
- Jetons de kermesse ou de fête foraine.
- monnaie de SEL.

1.6. Les fonctions de la monnaie

Historiquement la monnaie a connu trois fonctions.

1.6.1. Unité de compte

La monnaie permet d'évaluer de façon simple les marchandises susceptibles d'être échangées. Elle permet donc de fixer un prix.

La monnaie permet d'affecter une valeur absolue à un bien ou à un service. La fonction d'unité de compte est souvent disjointe de celle de moyens de paiement. Par exemple aujourd'hui encore, de nombreux Français parlent en franc alors que le moyen de paiement reconnu est l'euro.

Bien après la Seconde Guerre mondiale dans les magasins de luxe britannique, les prix étaient exprimés en Guinea. Celle-ci n'ayant aucune représentation matérielle, il fallait donc convertir les prix en livre pour pouvoir effectuer un paiement. En bref, la fonction unité de compte ne caractérise pas à elle seule la monnaie.

1.6.2. Réserve de valeur

La monnaie doit conserver son pouvoir à travers les temps. Par exemple, l'épargnant espère que son argent épargné ne perdra pas de sa valeur. Pour que cette fonction soit bien remplie, il faut que le pouvoir d'achat soit conservé : c'est-à-dire pas d'inflation.

Par réserve de valeur, on entend la capacité que possède un instrument financier ou réel de transférer du pouvoir d'achat dans le temps. Ainsi, un bien immobilier constitue une réserve de valeur puisqu'il peut être acheté aujourd'hui et revendu dans le futur en procurant pouvoir d'achat à son détenteur. On appelle cela un actif réel par opposition à la notion d'actifs financiers ou titre parmi lesquelles actions et obligations.

Il faut faire une distinction entre la monnaie et les autres actifs. Ceux-ci sont soumis au risque de perte en capital ou à l'opportunité d'une augmentation en capital. Au contraire, la monnaie a une valeur constante dans le sens qu'un billet de 20 euros vaudra 20 euros dans un an. En revanche, la monnaie n'est pas à l'abri des pertes liées à l'inflation : un billet de 20 € gardera la même valeur mais son pouvoir

d'achat pourra être modifié.

1.6.3. Moyen de paiement

Le moyen de paiement est sans doute la fonction qui caractérise vraiment la monnaie puisque, dans ce rôle, la monnaie a un monopole. Légalement, une dette ne peut être éteinte que par un transfert de monnaie. Il est certes vrai que d'autres moyens de paiement sont possibles, par exemple en nature.

On trouve encore des contrats de ce type dans les baux de fermage, toutefois la généralisation de la monnaie en tant que moyen de paiement n'a pas fait disparaître l'échange des biens les uns contre les autres. En fait, la monnaie a supplanté le troc pour des raisons essentiellement techniques.

3. MARCHE INTERNATIONALE DE L'OR : [15] ; [16] ; [2]

L'or, c'est par définition un métal précieux. Il est lourd, inaltérable, et malléable, doté d'une bonne conductivité électrique et thermique. L'extraction a lieu à partir de sables aurifères, en espagnol *placers*, dont la teneur est de 1 à 15g d'or par tonne de sables aurifères extraite, les plus riches en contenant 30g. L'Afrique du Sud reste le premier producteur mondiale. Les autres gros producteurs le Canada, le États-Unis, le Pérou, la Russie, le Chili et l'Indonésie. Les États-Unis et le Canada posséderaient les mines les plus rentables et pourraient dépasser la production de l'Afrique du Sud d'ici 2015. L'unité de qualité de l'or est le carat, l'unité de quantité, le lingot ou l'once d'or.

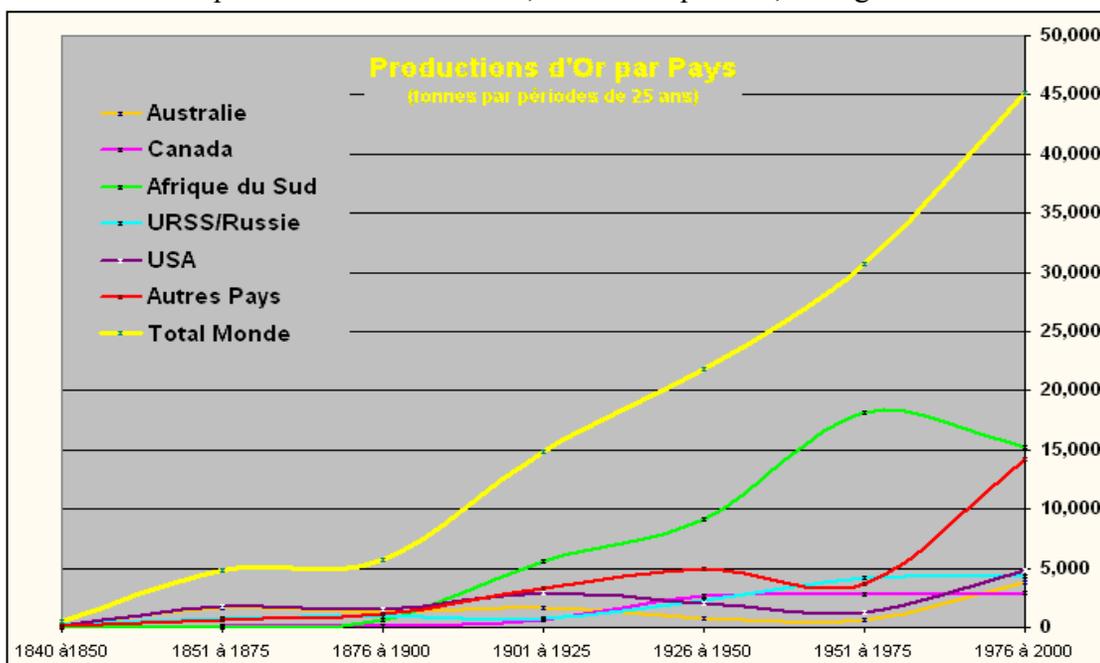


Figure 1: Production d'or par pays. Source: EuroGold France

3.1. Fondamentaux sur l'or

La demande annuelle pour l'or (de 3.500 à 4.000 Tonnes par an) n'a cessé d'augmenter et d'être largement supérieure à l'offre provenant de la production minière (environ 2.200 Tonnes par an, en baisse depuis 2000). Le graphique ci-dessous montre les quantités annuelles de production minière par rapport à la demande mondiale, ainsi que les déficits annuels de production de 1984 à 2008.

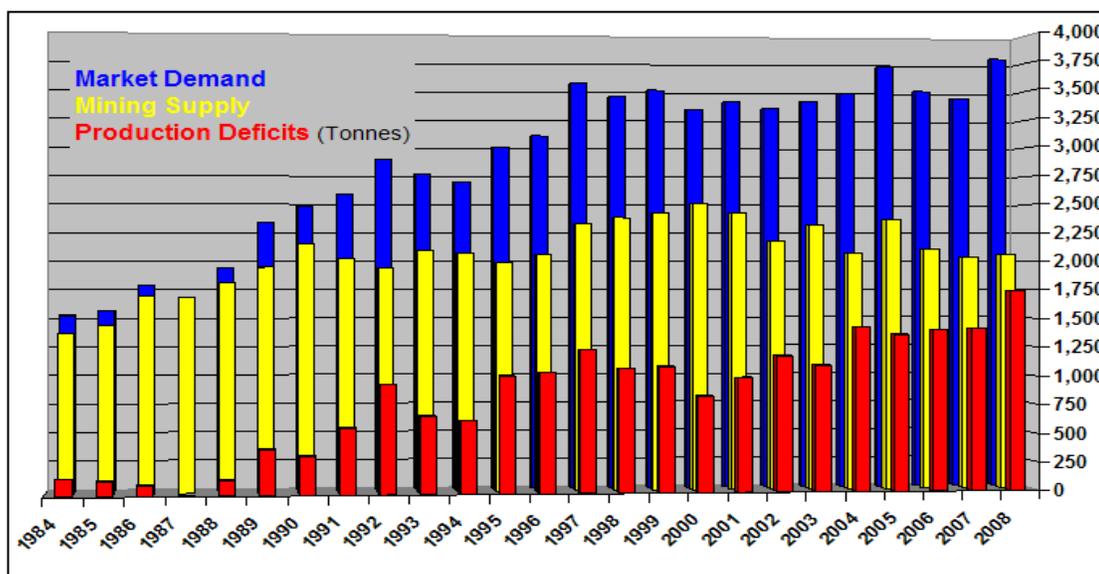


Figure 2: Demande mondiale, offre minière et production d'or. Source: EuroGold France

Bien que la production annuelle mondiale d'or soit passée de 1.500 tonnes par an à la fin des années 70 à 2.000 tonnes en 1991, elle a culminé à 2.508 tonnes au cours de l'an 2000 et a commencé à décroître depuis, alors que la demande des marchés augmentait.

Cette tendance à l'augmentation de la demande ira en s'accroissant car les Banques Centrales, globalement vendeuses depuis le début des années 2000 sont aujourd'hui globalement acheteuses. En effet, les pays signataires du «Washington Agreement» ont pratiquement cessé toutes leurs ventes d'Or (500, puis 400 tonnes par an précédemment) alors que la Chine, la Russie, les pays du Golfe et tout récemment l'Inde se sont mises à acheter de l'Or pour leurs réserves (essentiellement en remplacement de leurs réserves US Dollars dans lequel elles ne croient plus).

Le total cumulé des déficits de production annuelle d'or depuis 1984 s'élève aujourd'hui à plus de 19.000 tonnes. Outre les ventes d'or (déclarées) des Banques centrales membres de la BCE, les déficits de production d'or par rapport aux demandes du marché n'ont en réalité été comblés que par l'or des Banques Centrales (FED, Banque d'Angleterre, etc.), qui l'ont fourni aux marchés en le louant (gold lease) aux «Bullion Banks» pour la plus grande partie.

3.2. Les réserves en or du FMI

Les avoirs en or du FMI proviennent des :

- Des souscriptions initiales : 25 % des quotes-parts et des augmentations ultérieures devaient être réglées en or. C'est la principale source des avoirs en or du FMI.

- Des commissions qui devaient normalement être payées en or des ventes d'or par un membre en cas de tirage
- Des remboursements en or des crédits.

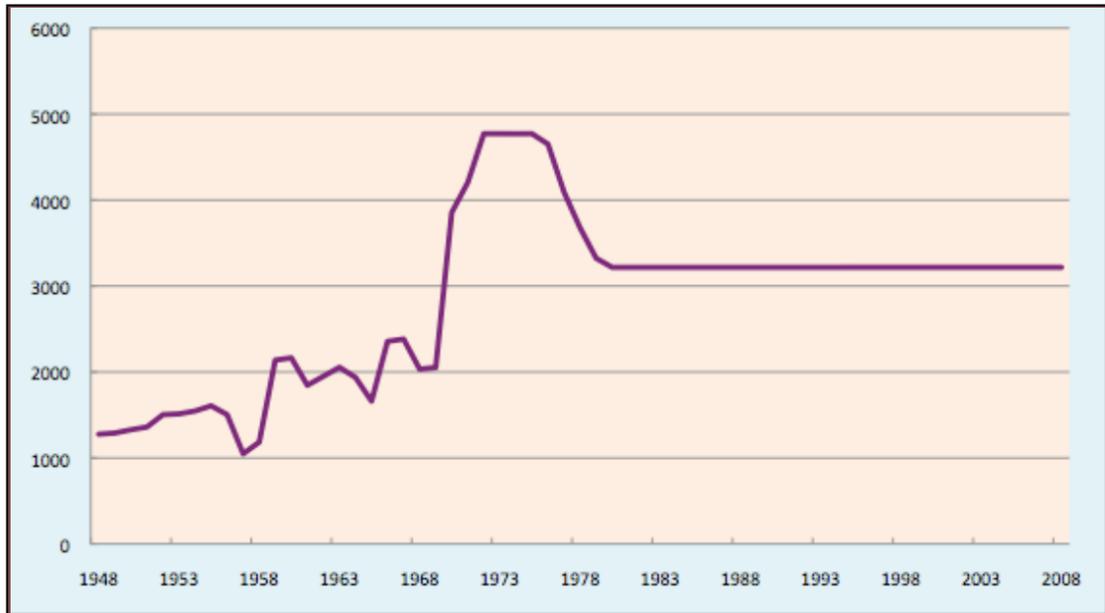


Figure 3: Réserves en or du FMI (tonnes). Source: FMI

Le FMI peut vendre de l'or directement au cours du marché ; il peut accepter de l'or de la part d'un pays membre en paiement de ses obligations, la transaction étant effectuée à un prix convenu sur la base du cours du marché au moment de l'acceptation. Ces transactions sur or requièrent une décision à la majorité de 85 % du nombre total de voix attribuées.

Le FMI n'est toutefois pas autorisé à utiliser de l'or pour d'autres transactions telles que les prêts, les prêts sur or et les swaps, ni comme garantie; il n'est pas non plus autorisé à acheter de l'or.

3.3. Une modification de la demande au profit de l'investissement

3.3.1. Investissement : Cette demande a explosé (hausse de 143% sur 2009) avec l'augmentation des encours des ETF indicés couverts par l'or physique. Depuis 2004, près de 1.600 tonnes ont été drainées par ces véhicules d'investissement.

3.3.2. Bijouterie : Il s'agit d'une demande cyclique principalement alimentée par les pays émergents (saison des mariages en Inde). Au cours de 2009, cette demande a chuté de 19% en raison de la dévaluation des devises émergentes par

rapport au dollar. En cas de correction du prix de l'or, la bijouterie pourrait en bénéficier et interviendrait comme un support à la baisse.

3.3.3. Industrie : Les deux secteurs concernés sont le secteur informatique et dentaire. En raison de la contraction de l'économie, cette demande a chuté de 21% sur 2009.

3.4. Une offre d'or sous tension

3.4.1. Production minière : En raison de l'augmentation des coûts de production (de 170 US\$/once au début du siècle à 450 US\$/once), la production des mines régresse depuis 2001. Aujourd'hui, un cours de 800 US\$/once est nécessaire pour justifier la mise en place de tout nouveau projet.

3.4.2. Vente des banques centrales : Même si des accords limitent les ventes à 500 tonnes par an, l'or ne représente plus que 10.5% des réserves des banques centrales contre 73% en 1965. Le FMI est le principal vendeur d'or au profit des banques centrales de pays émergents (Chine et Inde) qui veulent diversifier leurs réserves.

3.4.3. Récupération d'or : Plus le prix est élevé, plus la récupération est importante. Elle a atteint 1.215 tonnes l'an dernier et provient principalement des composants informatiques et des dents.

3.5. L'or et l'économie

L'argent et l'or sont utilisés comme monnaie au 19^{ème} siècle. Mais, au 20^{ème} siècle, seul reste l'or dans les différents systèmes monétaires. Le « Gold Bullion Standard » permet d'échanger ses dollars contre une certaine quantité d'or, sous certaines conditions, ceci oblige les banques centrales à posséder d'importantes réserves d'or. Le 22 Juillet 1944, les accords de Bretton Woods sont signés, il en résulte la création du FMI et de la BRI. Le FMI doit permettre une stabilité monétaire internationale et ainsi permettre à ces membres des déficits temporaires à la fin de la guerre. Chaque banque centrale doit avoir un certain pourcentage d'or et de devises étrangères en réserve. Mais en 1969, les DTS apparaissent, ils permettent à certains pays de ne pas respecter les quotas en or et en monnaies. Le 15 août 1971, Nixon suspend la convertibilité du dollar en or et demande au conseil du FMI une réforme de l'ensemble du système. L'adoption de ce projet a lieu à Kingston en Jamaïque le 1er octobre 1976. Les États-Unis, à cause de leur déficit, doivent rembourser en or les dollars, ceci entraîne une hémorragie de leurs réserves d'or. Si la situation restait ainsi, il y aurait une obligation d'une plus grande rigueur budgétaire, mais la démonétisation de l'or a permis au États-Unis ainsi qu'à d'autres pays de garder un déficit de façon régulière. Néanmoins, cela comporte un avantage pour l'or, les transactions sont à

nouveau autorisées sur le marché, le prix de l'or baisse dans un premier temps à cause des ventes du FMI. De 1960 à 1969, est constitué un « pool » sur proposition de Washington, il a pour but d'intervenir sur le marché de l'or grâce à la mise en commun de leurs réserves d'or, mobilisables par l'intermédiaire de la banque d'Angleterre. Les membres du « pool » sont : USA, Angleterre, Allemagne, France, Italie, Belgique, Pays Bas et Suisse. Mais la baisse des réserves les oblige à arrêter le 18 mars 1968.

3.6. Cours de l'or

Les données fondamentales du marché de l'or ont profondément changé depuis cinq ans pour la demande comme pour l'offre. Le phénomène s'est récemment accéléré. Le prix de l'once d'or a progressé de 24,4% en dollars en 2009 et les autres métaux précieux ont connu des hausses encore plus fortes.

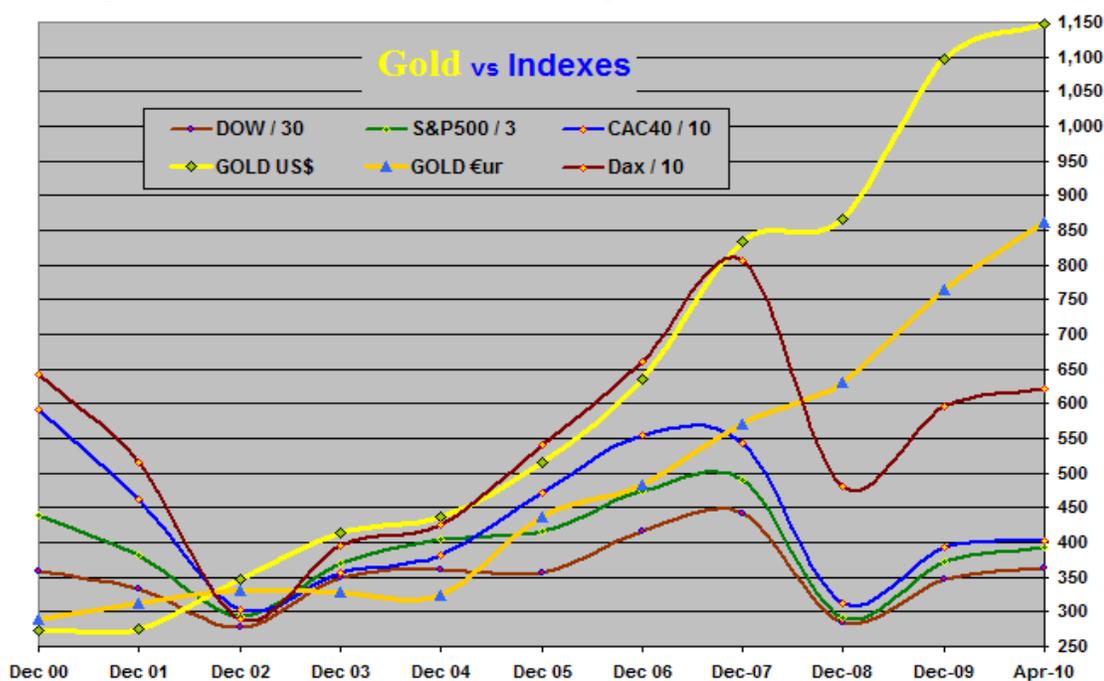


Figure 4: Évolution des cours de l'or (2000-Avril 2010). Source: EuroGold France

Le 8 juin 2010 Le prix de l'once a atteint 1250 US\$, celui du pétrole 71\$ le baril, et la parité euro/dollar est la plus faible depuis 4 ans (1, 19). Elle avait atteint 1,6. Un pays comme l'Algérie achète en euros et vend en dollars. Cette situation l'avantage pour le moment.

2. MARCHE INTERNATIONALE DE BLÉ : [7] ; [3] ; [14]

Le blé est une plante herbacée, monocotylédone qui appartient au genre *triticum* de la famille des graminées. Les deux espèces qui dominent aujourd'hui la production sont : le blé tendre et le blé dur. Plusieurs autres espèces existent, toutefois elles ne sont cultivées qu'en faibles quantités.

2.1. La production

La production mondiale a fortement progressé depuis les années 1960 (environ 2,4% par an). Elle a presque triplé en l'espace de 44 ans, passant ainsi de 222 millions de tonnes en 1961 à plus de 626 millions de tonnes en 2005. Ce très net décollage peut être attribué principalement à la progression des rendements mondiaux.

Le blé est un marché assez traditionnel. Depuis une quarantaine d'années (1961-2005), cinq pays ou régions représentent les deux tiers de la production mondiale.

A côté de ces grands acteurs qui produisent plus de soixante millions de tonnes de blé par an, on trouve une série de producteurs dont l'offre s'étale généralement entre dix et quarante millions de tonnes sur la période 1961-2005 : le Canada (21,6 Mt), la Turquie (15,8 Mt), l'Australie (14,4 Mt), le Pakistan (11,7 Mt) et l'Argentine (10 Mt). Ils fournissent ensemble plus de 16% de l'offre mondiale sur la période. Les deux groupes associés ont donc fourni entre 1961 et 2005, près de 85% de la production mondiale.

Si l'on se réfère aux études et aux projections publiées par l'ONU pour l'alimentation et l'agriculture FAO qui prennent en compte le développement démographique mondial, les besoins devraient encore s'accroître dans les années à venir, pour atteindre sans doute 1000 millions de tonnes de blé tendre en 2020. Pour satisfaire ces besoins, la production mondiale devrait progresser à un rythme annuel de 2%.

2.2. La consommation

La consommation mondiale de blé a été multipliée par 4 en l'espace d'un demi-siècle passant ainsi de moins de 150 millions de tonnes consommées en 1946 à plus de 600 millions de tonnes en 2005. Cette croissance s'est faite de manière assez soutenue entre 1946 et le début des années 1970 avec un rythme décennal compris entre 3,5% et 4%. Puis, cette hausse s'est ralentie depuis, jusqu'à atteindre 0,30% durant la décennie 1990.

Parmi les facteurs qui tirent la consommation de blé vers le haut, la croissance démographique ainsi que la migration des populations des campagnes vers les villes où le blé est davantage consommé, sont à mettre en exergue. Au Sénégal par exemple, 2 à 3 kg de blé sont consommés par an et par habitant dans les campagnes contre dix fois plus à Dakar. L'augmentation des revenus et du niveau de vie est souvent le

corollaire d'une augmentation de la consommation de blé. Puis au delà d'un seuil, les habitudes alimentaires changent et se diversifient vers des produits plus chers comme la viande, les légumes et les fruits. Un autre facteur peut expliquer l'augmentation de la consommation : l'aide alimentaire qui est soit fournie par les gouvernements de pays industrialisés soit favorisée par le biais d'aides à l'importation.

La plupart des études menées sur cette filière montrent que dans les années à venir, les pays en développement seront à l'origine du maintien de la hausse de la consommation.

La consommation mondiale par tête a progressé d'une vingtaine de kilos entre les années 1960 et les années 2000 passant ainsi de 85 à plus de 100 kg par an et par habitant. En plus de cette progression, la consommation mondiale par tête a également changé de destination. Alors que durant les années 1960, les principaux consommateurs de ce produit se situaient dans les pays à haut revenu (environ les deux tiers de la consommation totale en 1965), depuis le début des années 1980, les premiers consommateurs mondiaux sont des pays en développement ou en transition qui fournissent une aide financière à l'importation de cette denrée. En outre, au sein de ce groupe, certaines zones ont progressé plus rapidement que d'autres. C'est le cas par exemple de l'Afrique du Nord qui enregistrait 131 kg par an et par habitant au début du siècle contre 203kg aujourd'hui.

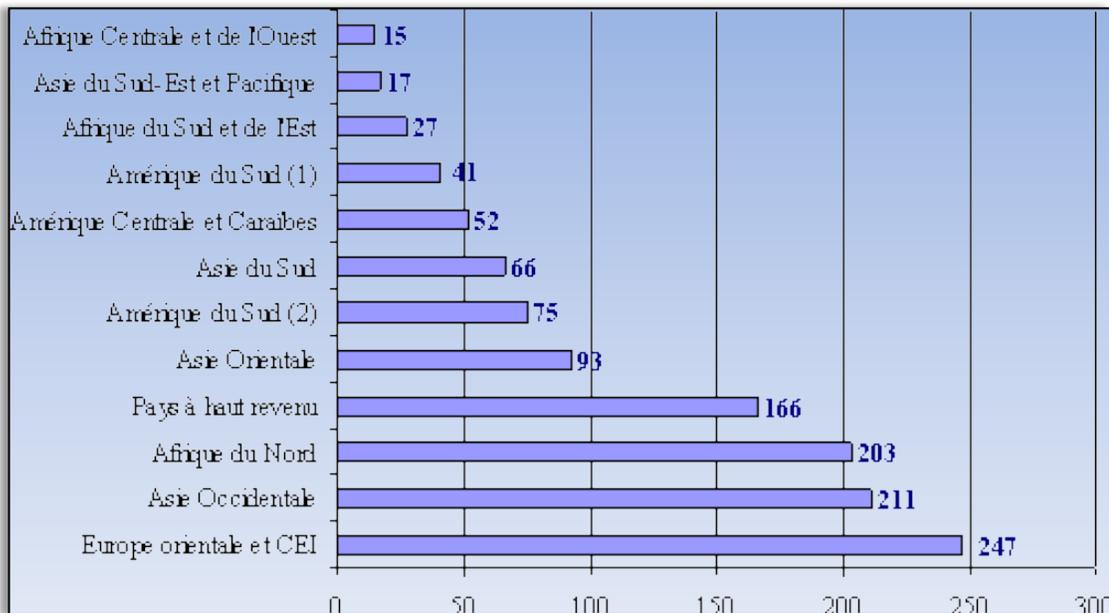


Figure 1 : Consommation de blé par zone géographique et par habitant (moyenne en kg/an/habitant sur la période 1997-1999). Source: CNUCED



Figure 2: Évolution de la consommation mondiale de blé en millions de tonnes sur la période 1946 – 2005. Source: CNUCED

2.3. Le commerce international

Le blé est la première céréale échangée à travers le monde avec environ 119 millions de tonnes exportées en 2004. La part de blé exportée chaque année représente environ 43%. C'est une proportion à peu près stable sur la période 1961-2004.

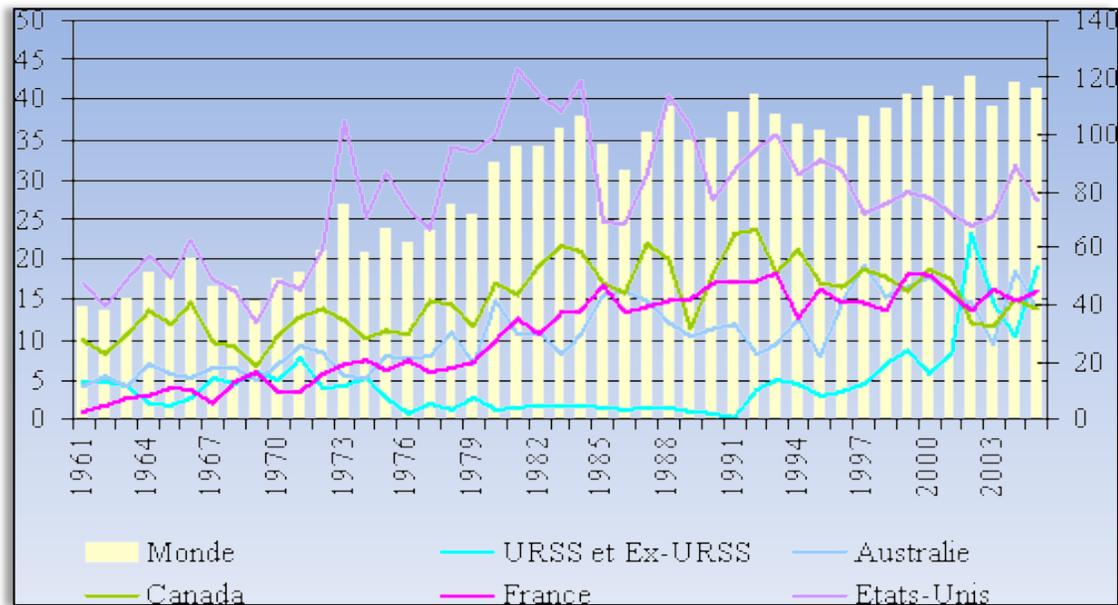


Figure 3: Évolution du volume des exportations de blé pour les principaux acteurs en millions de tonnes sur la période 1961-2004. Source: CNUCED

Malgré la prédominance de ces cinq acteurs sur le marché mondial, leur poids dans les exportations mondiales a diminué passant ainsi de plus de 90% en 1961 à 76% en 2004. Cette baisse s'est faite sous l'effet de l'arrivée de nouveaux acteurs importants sur le marché, à l'instar de l'Argentine dont les exportations ont été multipliées par plus de neuf entre 1961 et 2004 pour atteindre environ 10 millions de tonnes en 2004. Il y a, en outre, environ deux fois plus de pays en 2004 qui exportent du blé qu'en 1961 et également le double de pays dont les exportations dépassent le million de tonnes.

Parmi les pays importateurs traditionnels de blé, on trouve l'Union européenne, les pays de l'Ex-URSS, la Chine, le Japon, le Brésil, la République de Corée, l'Iran et l'Algérie. La part de ces pays dans les importations globales est toujours importante en 2004 puisqu'elle représente encore près de la moitié des importations mondiales (47% à 54,7 millions de tonnes). Nonobstant, cette part a tendance à diminuer depuis la fin des années 1980 où elle atteignait alors 61% des importations mondiales. Cette baisse s'explique en grande partie par la multiplication des pays importateurs et les volumes de plus en plus importants qui sont importés par un grand nombre de pays. Par exemple, en 1961, seuls 9 pays sur 115 importaient plus d'un million de tonnes de blé, contre 32 sur 174 en 2002. De la même manière, aucun pays n'importait plus de 5 millions de tonnes de blé en 1961, alors qu'ils sont six en 2002 (Italie, Brésil, Espagne, Algérie, Japon et Égypte).

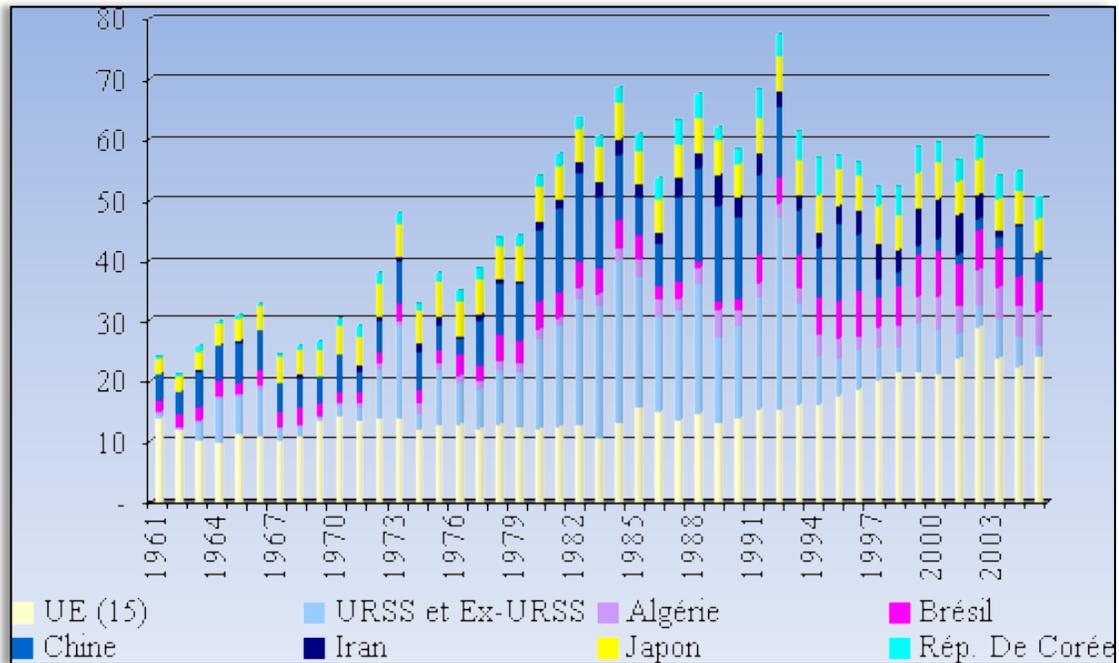


Figure 4: Évolution du volume des importations de blé (en millions de tonnes) pour les principaux acteurs sur la période 1961-2004. Source: CNUCED

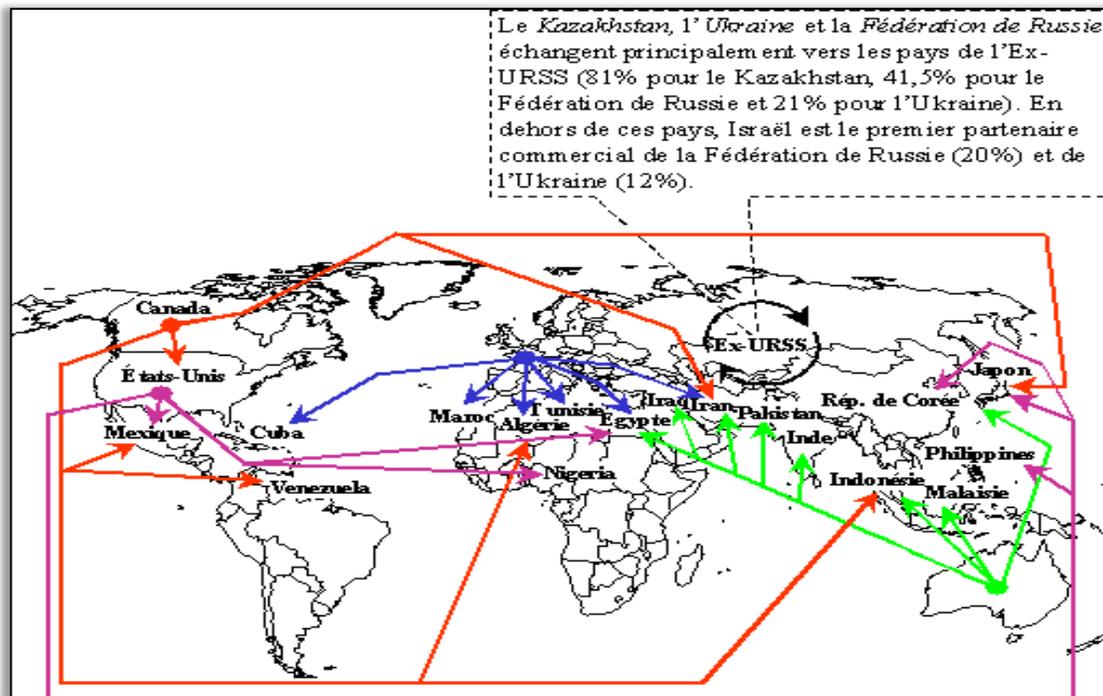


Figure 5: Composition des différentes catégories consommation de blé par habitant. Source: CNUCED

Il semble intéressant de noter que le gouvernement brésilien dont le pays est actuellement le deuxième importateur mondial de blé avec 6,6 millions de tonnes en 2002, a décidé de se lancer dans des investissements devant aider le pays à se dégager de sa dépendance vis à vis des importations et en particulier celles en provenance d'Argentine, puisque ce pays est en matière de blé, le premier fournisseur du Brésil. Des travaux en vue d'améliorer l'infrastructure des transports sont prévus et notamment la construction d'un canal qui devrait permettre de relier le nord du pays au sud et qui devrait favoriser le développement de cultures de blé dans la région la plus appropriée : les Cerrados. La mise en culture de blé pourrait permettre de mettre en place une politique de diversification et de rotation des cultures (alternance avec les cultures de maïs et de soja déjà en place).

2.4. Le prix du blé

2.4.1.Évolution des prix et analyse historique

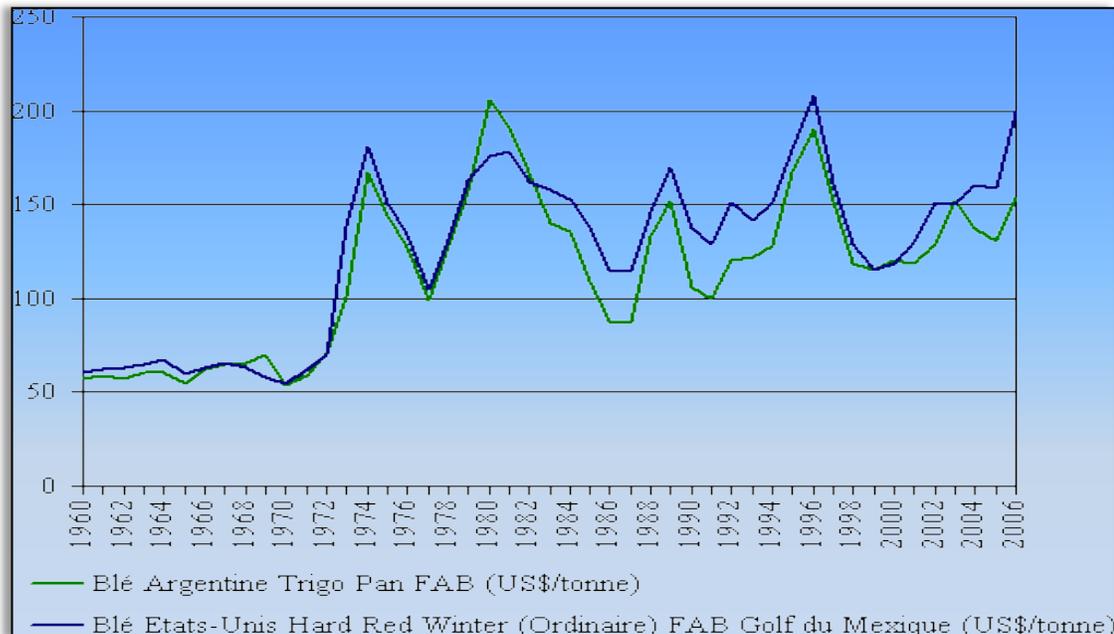


Figure 6: Comparaison entre l'évolution des prix du blé Argentine Trigo Pan FAB et le blé États-Unis Hard Red Winter (Ordinaire) FAB rendu Golf du Mexique en dollars américains la tonne sur la période 1960 et 2005. Source: CNUCED

2.4.2. Instabilité des cours

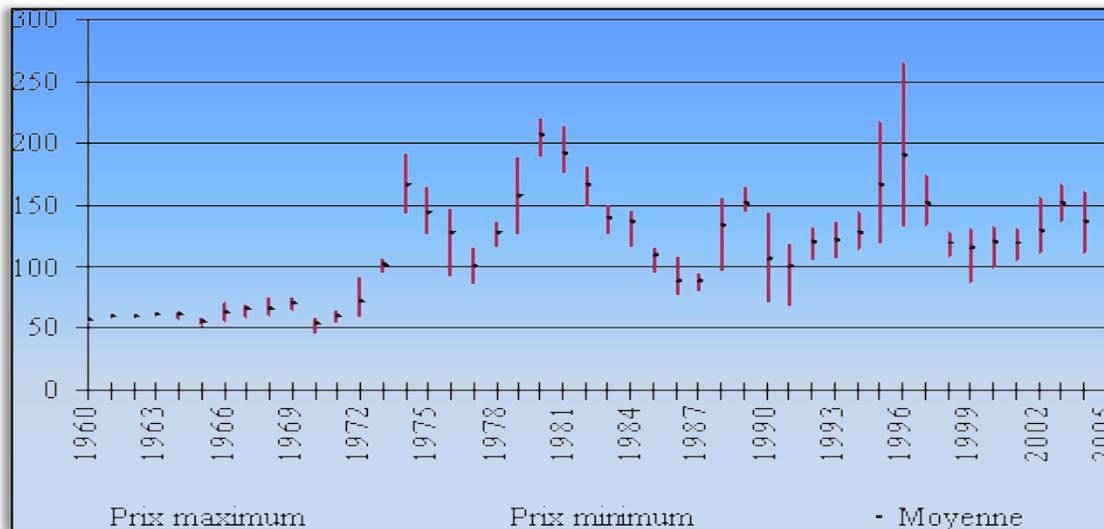


Figure 7: *Instabilité interannuelle des cours du blé Argentine Trigo Pan FAB en dollars américains la tonne sur la période 1960 et 2005. Source: CNUCED*

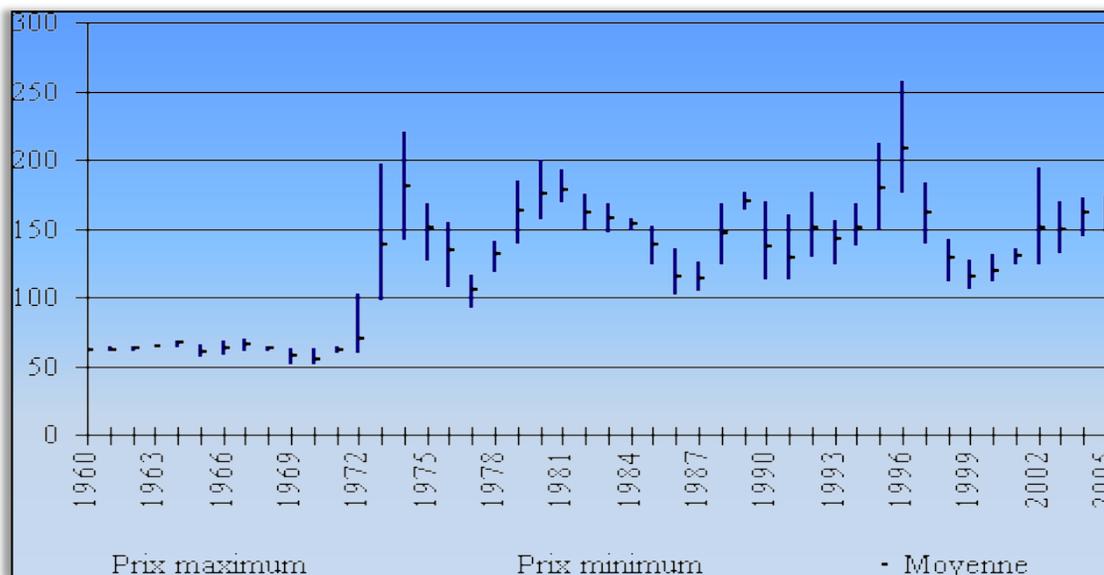


Figure 8: *Instabilité interannuelle des cours du blé États-Unis Hard Red Winter (Ordinaire) FAB rendu Golf du Mexique en dollars américains la tonne sur la période 1960 et 2005. Source: CNUCED*

2.4.3. Volatilité ou indice d'instabilité

La volatilité des prix est ici représentée par le pourcentage de déviation des variables par rapport à la ligne de tendance exponentielle pour une période donnée.

Cet indice d'instabilité est calculé selon :

$$\frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n [(|Y(t) - y(t)|)/y(t)] \times 100 \dots\dots\dots(I)$$

Où : -Y(t) est la valeur observée de la variable

-y(t) est la valeur estimée par ajustement à la tendance exponentielle des valeurs observées

Et -n est le nombre d'observations.

L'évolution des prix du blé est influencée par divers critères :

- l'état du marché : niveau de l'offre et de la demande,
- le niveau des stocks (notamment ceux détenus par les cinq principaux exportateurs),
- les décisions à caractère économique. Dans ce dernier point, on trouve notamment les politiques commerciales des États qui peuvent influencer le marché, les aides à l'importation, le gel des terres et l'aide alimentaire.

La tendance à long terme des prix et des stocks est à la hausse, toutefois, les prix sont assez volatils. Depuis le début des années 1960, un prix minimum de 52 US\$ la tonne a été enregistrée en juin 1970 et un cours maximum de 258 US\$ la tonne en mai 1996. Les cinq premiers exportateurs détiennent plus du tiers des stocks internationaux, les États-Unis représentant environ la moitié de celui-ci. Cette place prépondérante du leader mondial de la filière s'est notamment fait sentir au cours de la période 1981-1986, puis lors de la campagne 1988-1989. Durant la première période, le cours du blé est passé de 176\$ la tonne à 115\$ la tonne en l'espace de 5 ans, ce qui représente une baisse de l'ordre de 35%. Les stocks ont alors été multipliés par 1,5 en cinq années. En 1988, la situation inverse s'est produite. La production diminuant et afin de faire face à une demande haussière (en 1988, la différence entre la production et la consommation affichait un déficit de l'ordre de 30 millions de tonnes), les stocks n'ont pas suffi à répondre à la demande, ce qui a tiré les prix vers le haut. Ils ont atteint durant cette année là, 146 US\$ la tonne au Chicago Board of Trade.

Même si le blé continue d'être coté sur différents marchés dans le monde, notamment le Chicago Board of Trade pour les États-Unis, les cours représentent un indicateur des grandes tendances et pas une référence d'un prix international. Le principal facteur pouvant expliquer la distorsion des cours se trouve dans l'analyse des politiques économiques mises en place dans les principales zones de production et d'exportation, États-Unis et Europe en particulier.

Le cours du blé n'a pas beaucoup fluctué entre janvier 2000 et juin 2002 soit plus de deux ans, la volatilité annuelle depuis janvier 2000 est très légèrement supérieure à 40%. Par contre, depuis le mois de juin 2002 le prix du blé a très fortement progressé franchissant ainsi la barre des 150 US\$ la tonne en juillet 2002, ce qui n'était alors

arrivé qu'à quatre reprises depuis le début des années 1960 et frôlant les 200 US\$ la tonne le 4 octobre 2002, ce qui pour l'instant ne s'était produit qu'en 1996.

Plusieurs facteurs peuvent expliquer l'envolée des cours du blé depuis le mois de mai 2002. Le premier de ces éléments tient à la *baisse de la production*. En effet, les opérateurs préoyaient que pour l'année céréalière 2002, la production serait en baisse d'environ 3% par rapport aux 590 millions de tonnes enregistré en 2001. Cette chute s'est vérifiée à la fin de la récolte avec une production annuelle mondiale de 573 millions de tonnes de blé. Cette baisse s'expliquait principalement par le ralentissement de l'offre en Amérique du Nord et en Australie pour les qualités de blé de meuneries supérieures. Le phénomène "*El Niño*" ne semblait pas non plus être étranger à cette situation. En février, des relevés de températures de l'océan pacifique près des côtes sud-américaines affichaient déjà une hausse de l'ordre de 2°C par rapport à celles enregistrées normalement à cette période de l'année. Annoncé alors comme plutôt faible, il semblerait que son impact ait été beaucoup plus important sur la récolte que les prévisions de l'époque ne l'indiquaient. L'examen mené par la Banque mondiale à ce sujet confirmait cette analyse sur ce point. Le deuxième facteur explicatif de l'élévation des prix résidait dans la progression continue de la demande qui était estimée à environ 590 millions de tonnes de blé en 2002 et a créé une situation de déficit sur le marché sur l'année.

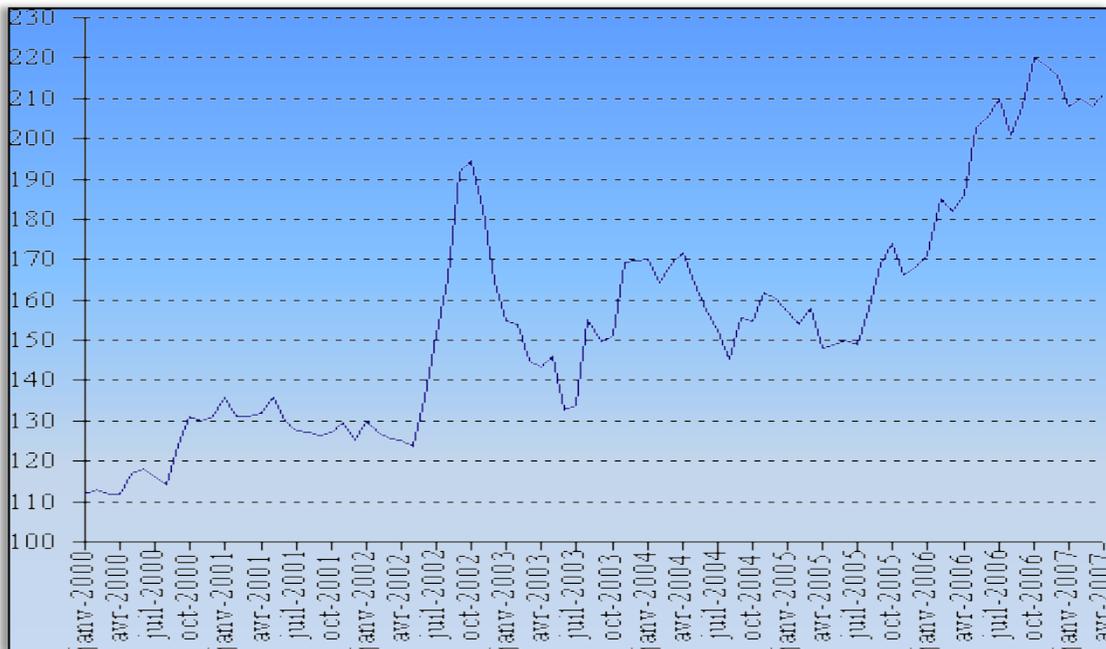


Figure 9: Évolution des prix du blé US N°2 Hard Red Winter (ord.) FAB rendu Golf du Mexique sur le court terme en dollars américains la tonne entre janvier 2000 et décembre 2005 ; Source: CNUCED

Les cours des matières premières agricoles sont retombés en 2009, du fait d'un accroissement de l'offre et d'un recul persistant de la demande, dans le sillage de la crise mondiale. Mais dans les dix ans à venir, selon l'OCDE et la FAO, ils devraient se maintenir en moyenne à un niveau plus élevé que celui de la décennie précédente, avant la flambée de 2007 et 2008.

Même en termes réels (ajustés par rapport à l'inflation), les prix de tous les produits agricoles, devraient être supérieurs aux niveaux médians enregistrés durant la décennie 1997-2006, soulignent les experts de ces organisations. Leurs projections, en termes réels, indiquent une hausse de 15 % à 40 % pour le blé.

Cette poussée des cours s'explique par les prix élevés du pétrole, qui font grimper les coûts de production. Mais surtout, elle est tirée par un accroissement sensible de la demande venant des pays émergents, qui connaissent une croissance démographique près de deux fois plus élevée que celle des pays développés et une hausse du revenu par habitant. Celle-ci entraîne une modification des pratiques alimentaires.

Tirée par ces besoins croissants, la production va continuer d'augmenter, mais plus lentement au cours de la prochaine décennie que pendant la précédente, selon la FAO et l'OCDE. Surtout, son centre de gravité va se déplacer.

Les marchés des produits agricoles seront de plus en plus portés par les pays en développement et émergents, qui vont prendre une importance grandissante tant dans la consommation que dans la production et les échanges mondiaux. Car l'élan de leur forte croissance qui, dans un premier temps, entretient une demande soutenue de denrées alimentaires, les pousse à développer leur propre capacité de production, qu'ils financent soit par leur économie nationale, soit par les flux croissants d'investissements étrangers.

Le volume des investissements dans la capacité de production intérieure devrait être particulièrement important dans les BRIIC, c'est-à-dire le Brésil, la Russie, l'Inde, l'Indonésie et la Chine. Le secteur agricole du Brésil est de loin celui qui progressera le plus rapidement : une croissance de plus de 40 % d'ici à 2019, par rapport à la période 2007-2009, suivi de la Russie (+ 26 %) et de l'Ukraine (+ 29 %), puis de la Chine (+ 26 %) et de l'Inde (+ 21 %). Sur la même période, la production de l'Australie, retrouvant des rendements ordinaires après des années de forte sécheresse, devrait s'accroître de 17 %, celle des États-Unis et du Canada, entre 10 % et 15 %, tandis que celle de l'Union européenne se développerait de moins de 4 %.

Tout en dressant ces perspectives, la FAO et l'OCDE ne manquent cependant pas de souligner que plusieurs zones d'incertitudes demeurent, laissant entrevoir la poursuite des phénomènes de volatilité et d'incertitude sur les marchés des matières premières agricoles. L'instabilité des cours de l'énergie, l'évolution des taux de change, les perturbations météorologiques ainsi que le rôle joué par la spéculation : tous ces

facteurs réunis deviennent déterminants dans la formation des prix agricoles et les rendent plus instables.

Face à ces phénomènes de volatilité, plutôt que des mesures de soutien aux prix du marché qui ne sont pas sans effets pervers, la FAO et l'OCDE préconisent davantage de donner aux exploitants agricoles les moyens d'assurer la gestion des risques liés à leur activité, tout en soutenant la capacité d'achat des consommateurs les plus vulnérables.

2.4.4. Marchés à terme et contrats

Le blé de référence au plan mondial est le Soft Red Winter côté auprès du Chicago Board of Trade, toutefois, ce marché, même s'il reste le plus important, ne représente plus réellement le prix au niveau mondial, mais davantage le prix domestique en vigueur sur le marché américain. En outre, il n'est plus aujourd'hui le seul à coter ce produit et chaque grande zone géographique possède ses propres cotations et ses propres contrats à terme et d'option.

Pour consulter les contrats à terme et d'option relatifs aux marchés du Chicago Board of Trade, du Kansas City Board of Trade, du London International Financial Futures and Options Exchange, du Minneapolis Grain Exchange, du Winnipeg Commodity Exchange ou de Bourse de Paris.

**PARTIE II : MARCHES INTERNATIONAUX
DE L'ENERGIE**

2. PRIX INTERNATIONAL DU PETROLE : ENTRE DETERMINANTS ECONOMIQUES ET CONTRAINTES GEOPOLITIQUES : [1] ; [10] ; [11] ; [12] ; [5] ; [4] ; [6] ; [8] ; [9] ; [13] ; [23] ; [24]

2.1. Introduction

En moins d'un siècle, le pétrole s'est imposé comme la source d'énergie dominante, mais cette domination pourrait bien toucher à sa fin. Après avoir vécu pendant deux siècles dans un monde d'énergie abondante et bon marché qui a nourri une croissance économique importante, certains signes laissent présager que l'on pourrait entrer dans une phase d'énergie plus rare et plus chère. En effet, les réserves d'hydrocarbures sont limitées dans le temps, les prix du pétrole connaissent des niveaux record et la demande d'énergie ne cesse de croître. Par ailleurs, il est clair que la question de l'environnement est aujourd'hui étroitement associée aux questions énergétiques et que l'un des défis majeurs de ce siècle est de concilier l'accès à l'énergie et la gestion de la protection de l'environnement.

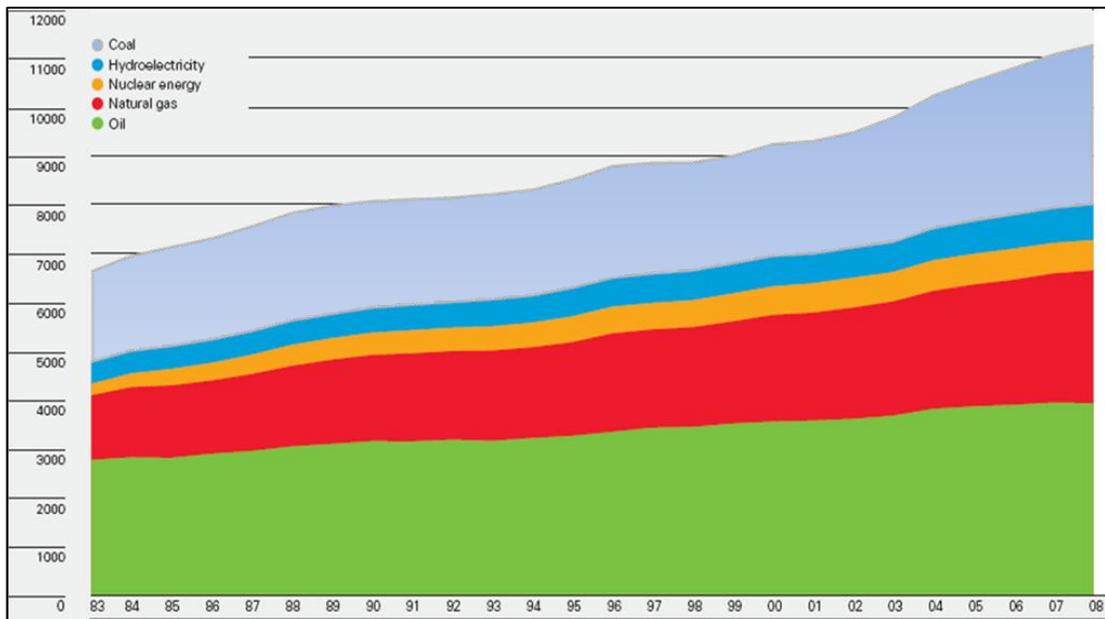


Figure14: Évolutions de la Consommation mondiale d'énergie primaire en Mtep.
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Contrairement à la majorité des biens et services, ce n'est pas une simple confrontation « demande physique - offre physique » qui permet la détermination du prix du pétrole. D'autres facteurs rentrent en compte pour trois raisons principales :

- la concentration de la production et des réserves dans la zone du Moyen Orient,
- la grande dépendance de l'économie mondiale vis-à-vis du pétrole,

- l'importance des enjeux économiques et financiers de l'économie pétrolière sans commune mesure avec ceux des autres sources d'énergie .

Anticiper l'évolution des prix du pétrole est difficile tant sont nombreux les facteurs explicatifs qui interfèrent dans ce domaine. On peut seulement dénombrer les principaux déterminants retenus dans la littérature et voir dans quelle mesure ils jouent ou ont pu jouer un rôle. Nous avons retenu plusieurs facteurs qui, à des degrés divers, peuvent être considérés comme explicatifs. Ces facteurs sont les suivants :

- l'épuisement prochain des réserves,
- la disponibilité de l'offre de pétrole et son coût d'accès,
- le taux d'utilisation des capacités de production,
- le rythme de croissance de la demande de pétrole,
- le pouvoir de marché de certains opérateurs,
- la spéculation sur les marchés,
- l'évolution du cours du dollar
- les tensions politiques.

2.2. L'épuisement des réserves

La prise en compte d'une rente de rareté dans les anticipations de prix peut-elle expliquer la hausse des prix du brut ?

Le pétrole comme la plupart des autres sources d'énergie est une ressource épuisable et cela lui confère un statut particulier.

Les travaux de Hotelling (1931) ont jeté les bases de la théorie des ressources épuisables, à un moment où la crainte d'un tel épuisement se faisait sentir aux Etats-Unis. Un stock de ressources épuisables en terre est un actif dont le rendement est égal au gain en capital que procure l'augmentation de sa valeur au cours du temps. Tout ce que peut faire le propriétaire, c'est de repousser l'extraction donc substituer une vente future à une vente immédiate, ou au contraire d'accélérer cette extraction, ce qui revient à substituer une vente immédiate à une vente future.

Les réserves prouvées sont pour l'économiste des réserves techniquement exploitables et économiquement rentables au prix en vigueur sur le marché avec une probabilité de 95%. Elles seraient aujourd'hui de l'ordre de 1 100 milliards de barils ce qui correspond à un ratio R/P de l'ordre de 44 ans. Les réserves probables sont constituées par la quantité de pétrole qui sera produite avec une probabilité de l'ordre de 50%, en fonction de la technologie disponible demain, et si le prix du pétrole est suffisant pour couvrir les coûts. Les réserves possibles sont constituées par le pétrole qui reste hypothétique et ne sera produit que si le prix de vente s'accroît fortement et suffisamment pour faire face à des coûts très élevés, et ce grâce aussi à des progrès techniques importants. Le seuil de probabilité pour que de telles réserves soient

accessibles est faible, de l'ordre de 5%. À noter que seules les réserves prouvées sont comptabilisées dans les projections et que leur volume varie donc en fonction du prix directeur de l'énergie et du progrès technique constaté. Ce volume s'accroît lorsque le prix du pétrole augmente et/ou que le progrès technique permet d'accéder à de nouveaux gisements. Comme le rappellent Babusiaux et Bauquis (2007), le progrès technique a déplacé la frontière entre pétrole conventionnel et pétrole non conventionnel et du coup la distinction entre les deux s'estompe. Il existe un « continuum de ressources en hydrocarbures ». Dans les années 1970, les gisements en mer situés à plus de 200 mètres de profondeur étaient considérés comme du pétrole non conventionnel. Aujourd'hui, on sait aller à plus de 2 000 mètres.

Il faut en outre aussi tenir compte des hydrocarbures de synthèse obtenus à partir du charbon (coal to liquids) et du gaz naturel (gas to liquids) ainsi que des biocarburants. Ainsi, le Canada détient 14% des réserves prouvées mondiales de pétrole si on comptabilise les sables asphaltiques, rentables aujourd'hui à partir de 60\$ le baril... Les réserves probables mondiales sont estimées à plus de 300 milliards de barils, les réserves possibles à près de 900 milliards de barils. Au total, les ressources pétrolières dépasseraient les 2 300 milliards de barils si on additionne réserves prouvées, probables et possibles. Les efforts de recherche-développement sont donc de nature à modifier sensiblement le montant des réserves prouvées et le ratio R/P qui était de 22 ans dans les années 1950, de 40 ans au début des années 1960, a ensuite chuté à 30 ans dans les années 1970 avant de dépasser à nouveau les 40 ans au début des années 2000.

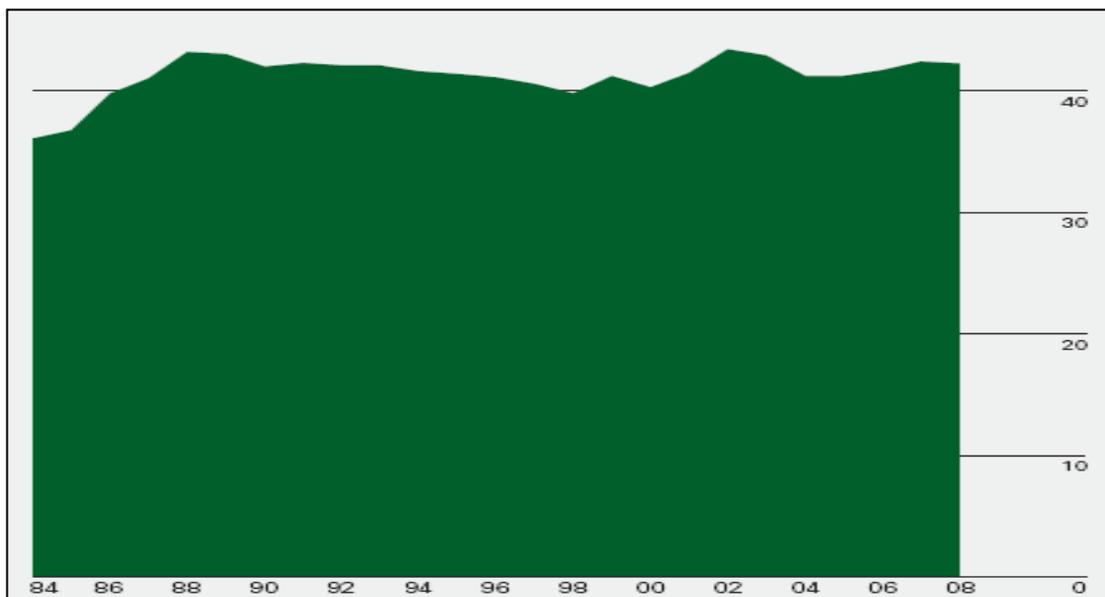


Figure 15: Ratios réserves / production mondiale 2008, en années
Source :BP statistical review of world energy full report 2009

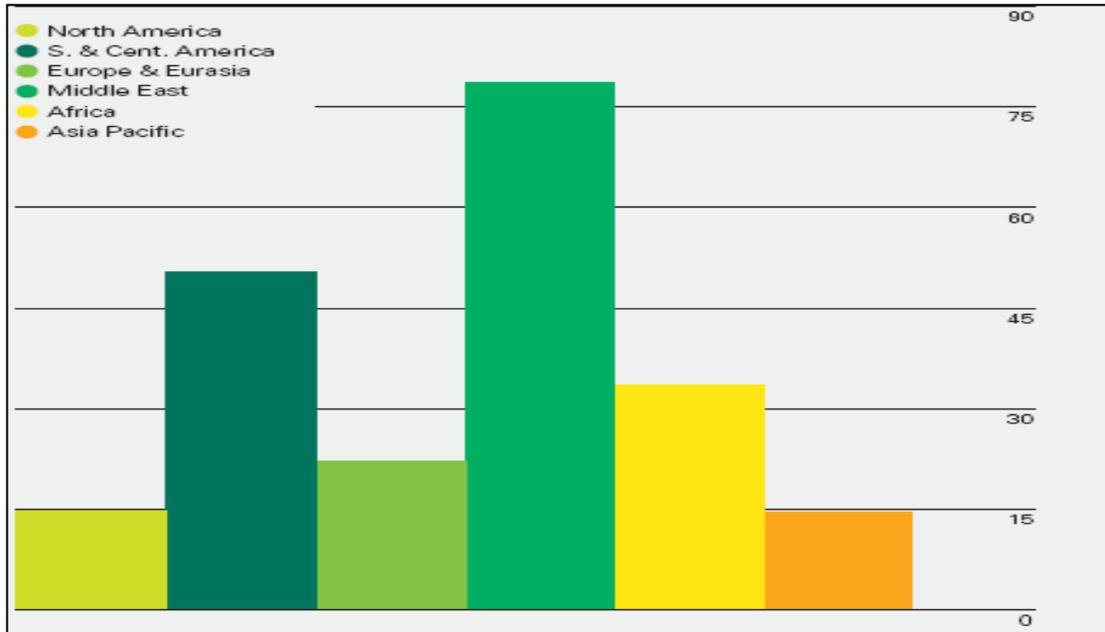


Figure16: Ratios réserves /production par région 2008, en années
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Certes, l'élasticité des réserves au prix du pétrole reste faible, de l'ordre de 0,1 et c'est sans doute l'existence d'un progrès technique autonome plus que d'un progrès technique induit qui explique l'évolution de ce ratio au cours du temps. Des limites géologiques existent quant à la quantité de pétrole récupérable et les partisans du « peak oil » font observer que le renouvellement des réserves se fait seulement pour un tiers par de nouvelles découvertes et pour deux tiers par revalorisation de découvertes anciennes. Cette réévaluation est d'ailleurs parfois stratégique voire politique, certaines compagnies pétrolières ou certains Etats ayant intérêt à afficher des réserves surestimées. Des anticipations à la baisse de ce ratio sont de nature à faire monter le prix du pétrole sur le marché.

2.3. Les déterminants liés à l'offre disponible : structure de la production, taux d'utilisation des capacités disponibles et coût d'accès au brut

Traditionnellement la majeure partie de la production est le fait d'un petit nombre de pays. La décennie 1970 a marqué le début de la production pour de nouveaux pays : Norvège, Royaume Uni, Mexique, Nigéria, République démocratique populaire de Chine, etc. Deux facteurs expliquent ce phénomène. Le premier est relatif à la crise pétrolière de 1973 qui s'est traduite par une hausse du prix du brut, rendant ainsi rentable des gisements qui ne l'étaient pas jusqu'alors (du fait de coûts technologiques élevés). Le second tient plus au développement économique de certains pays (c'est par

exemple le cas de la Rép.pop. de Chine) et/ou à l'importance des investissements étrangers notamment dans le secteur pétrolier (c'est par exemple le cas du Nigéria).

Il faut rappeler qu'à l'échelle mondiale, l'offre de pétrole s'est fortement accrue depuis le premier choc pétrolier puisqu'on est passé de 56 Mb/j (soit 2 800 Mtep par an) en 1973 à 87 Mb/j en 2008 (soit 4 350 Mtep par an). Mais la structure de l'offre s'est fortement modifiée depuis. La part des pays de l'OPEP est passée de 55 à 40% sur la période alors que les trois-quarts des réserves prouvées se trouvent localisées au sein de l'OPEP.

L'OPEP qui représentait 86% des exportations mondiales de pétrole au moment du premier choc pétrolier n'en représentait plus que 54% en 2007. La part de la production réalisée par les 5 majors (EXXON-MOBIL, CHEVRON-TEXACO, BP, R-D SHELL et TOTAL) ne dépasse pas quant à elle 12%. Mais ces 5 majors ont réalisé 30% des investissements mondiaux de l'exploration-production contre seulement 8 à 10% dans les pays de l'OPEP sur la période 2005-2007.

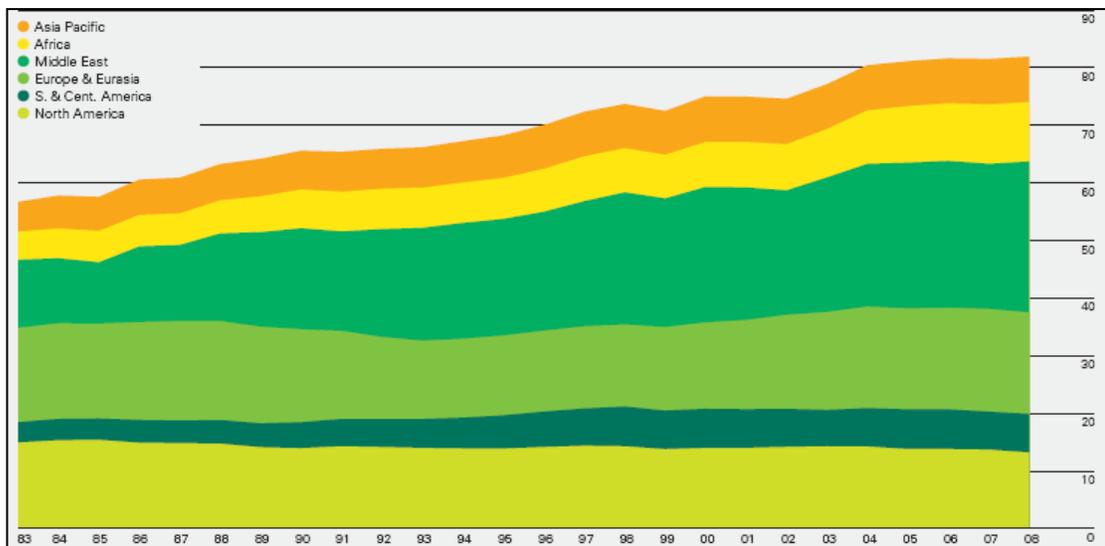


Figure 17: Production de pétrole brut par principaux pays ou groupes de pays depuis 1983 en Million de barils par jour

Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Depuis 1991, la production mondiale de pétrole se fait avec un taux d'utilisation des capacités de production supérieure à 90%. Le chiffre était de 88% en 1981 et il avait chuté à 81% lors du contre-choc de 1986. L'AIE a estimé ce taux à près de 96% en 2007 ce qui explique les tensions sur le marché international.

La production de pétrole qui démarra dans les années 1970 dans plusieurs pays, tend à atteindre un maximum en termes de capacité. La production américaine décroît de manière importante (-1.5% par an environ). La Russie a suivi la même tendance

jusqu'à la fin des années 1990 où la production a eu tendance à redémarrer. En l'espace d'une dizaine d'années, la part de la Russie dans la production mondiale a presque doublé passant de 8.7% en 1998 à 15.4% en 2007.

Les ressources de pétrole sont inégalement réparties : environ 60% des gisements pétrolifères à faibles coûts (moins de 5 US\$ / bl) sont concentrés au Moyen-Orient, principalement dans les pays du Golfe. L'Arabie Saoudite possède seule 25% des réserves prouvées dans le monde. Les 11 pays de l'OPEP contrôlent 68% des réserves de pétrole. Les coûts de production sont les plus bas dans ces pays. Le coût technique peut varier de 2 à 3 US\$/b pour le Moyen-Orient à 12 US\$/b à 15 US\$/b pour certains gisements difficiles de la mer du Nord ou en Sibérie Orientale.

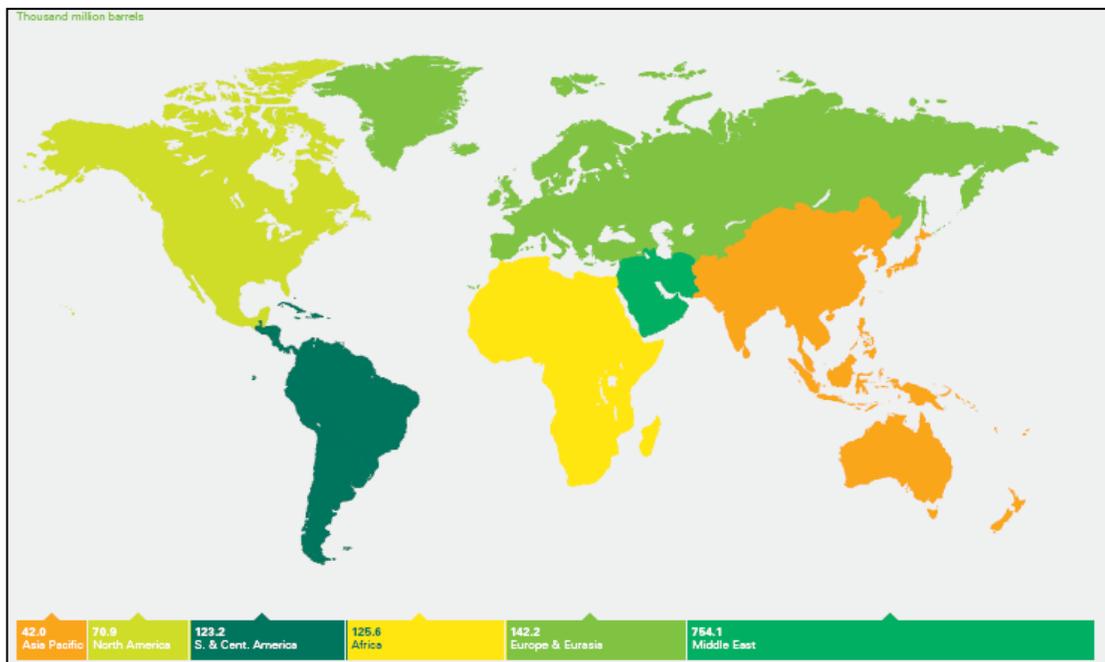


Figure18: Répartition géographique des réserves de pétrole en 2008

Source: BP statistical review of world energy full report 2009

2.4. Les déterminants liés à la demande

La consommation primaire d'énergie. Depuis la révolution industrielle, n'a cessé d'augmenter. **Le graphique** ci-dessous (**Figure19**) illustre cette évolution pour la période 1980 à 2008. Cette évolution est différente selon les régions du monde. Ainsi, les États-Unis et l'Europe affichent traditionnellement la consommation d'énergie la plus élevée au monde. Ces deux zones géographiques ont, en effet, représentées plus de 46% de l'énergie consommée à travers le monde entre 1980 et 2005.

En ce qui concerne le reste du monde, la République populaire de Chine a connu une forte croissance de sa consommation énergétique entre 1980 et 2008 (+280%

environ) et ce phénomène a eu tendance à se renforcer depuis 2000 avec un taux de croissance annuel moyen de 12.4%.

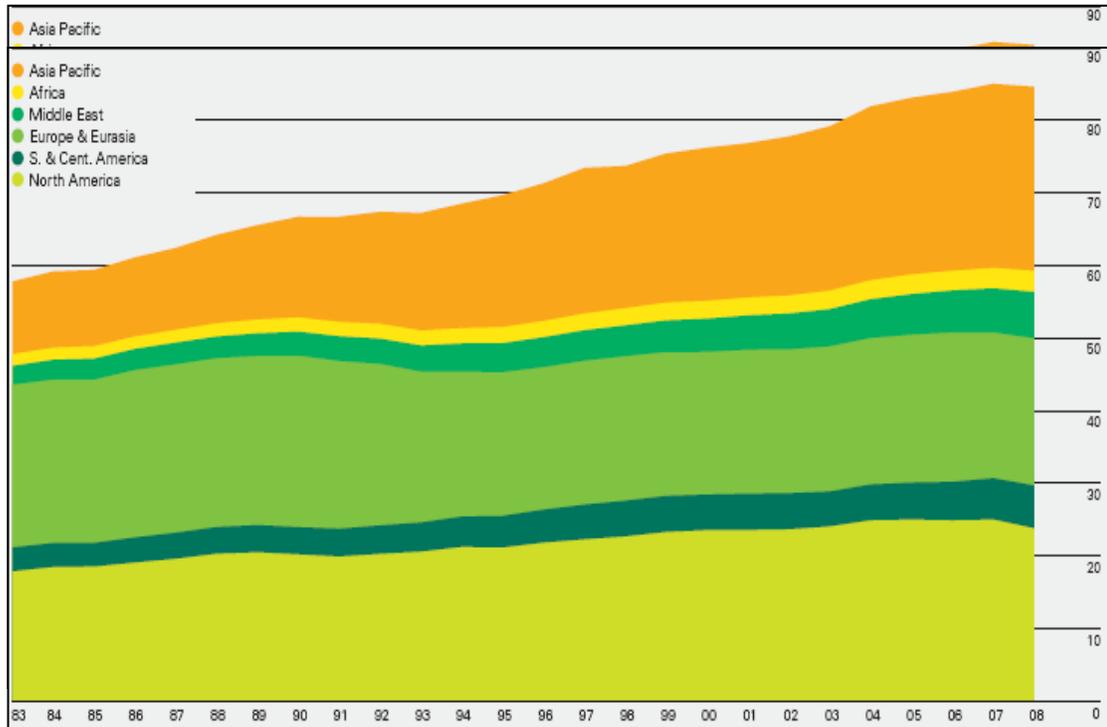


Figure19: Consommation de pétrole brut par région en million de barils par jour
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Parallèlement aux observations précédentes, le graphique ci-dessus indique la consommation de pétrole brut pour les principaux pays consommateurs. Le pétrole étant la principale source d'énergie dans le monde, il n'est pas surprenant de retrouver les même pays comme principaux consommateurs d'énergie et de pétrole. Les crises de 1973 et 1979 ont eu pour conséquence d'initier un mouvement vers la réduction de la dépendance énergétique vis-à-vis du pétrole, en particulier en Europe. Un changement de politique énergétique est intervenu, orienté vers la satisfaction de deux objectifs principaux, d'une part la réduction de la facture énergétique de manière globale (grâce à l'application de nouvelles normes d'isolation des bâtiments, à l'amélioration du rendement des moteurs à combustion, à une taxation plus importante, etc) et d'autre part, la promotion de sources d'énergies alternatives (avec, par exemple, la construction de centrales électriques nucléaires). Ce changement fut très important en Europe et ce n'est qu'à partir de 1986, après sept années consécutives de baisse, qu'une hausse de la consommation de pétrole apparaît de nouveau. Cette augmentation a été progressive jusqu'en 2004 où le niveau de consommation de pétrole européen a rattrapé celui de 1979. Après une baisse au début des années 1980, la consommation

américaine de pétrole est repartie à la hausse en 1983, pour augmenter de manière graduelle jusqu'en 2005 où elle a atteint son maximum de la période avec 40.4 millions de milliards de BTU. Les politiques énergétiques des autres pays ont été moins marquées par ces crises parce que ceux-ci ne dépendaient pas autant du pétrole ou que leur production nationale suffisait à satisfaire leurs besoins (c'est le cas notamment de la République Démocratique populaire de Chine ou de l'ex-URSS, par exemple).

Le graphique ci-dessus met également en exergue la disparité des évolutions entre les États-Unis, l'Europe, le Japon et le "reste du monde". A la suite des différentes crises, le Japon a stoppé la phase ascendante de sa consommation. Par contre, les États-Unis ont repris une phase croissante de la consommation dès 1983 et l'Europe à partir de 1986. Le "reste du monde" n'a, quant à lui, jamais cessé de consommer du pétrole, sauf lors de courtes périodes pendant les crises. La consommation de pétrole dans le monde ne dépend donc plus essentiellement des régions les plus développées économiquement, mais de l'ensemble des autres pays.

2.5. Le pouvoir de marche des producteurs

L'exercice d'un pouvoir de marché n'est pas une nouveauté dans l'industrie pétrolière. On se souvient de la stratégie de **D. Rockefeller** qui, dès 1870, avait monopolisé entre 80 et 90% du transport et du raffinage du brut aux États-Unis, avant que ne soit voté le **Sherman Act** en 1890 qui avait ensuite permis à la Cour Suprême d'ordonner le démantèlement de la Standard Oil en 33 compagnies indépendantes. Il avait néanmoins fallu attendre 1911, pour que cette décision soit prise. On se souvient aussi de l'Accord d'Achnacarry en 1928 qui avait permis aux « Sept Soeurs » de constituer un cartel dont les effets se sont fait sentir jusqu'au début des années 1960, date de création de l'OPEP. Ce système dit du « Gulf Plus » posait comme règle que tout baril de pétrole vendu dans le monde par le cartel (90% des échanges internationaux de pétrole) le serait sur la base d'un prix unique et en faisant l'hypothèse que ce baril était réputé provenir de la « côte est » des États-Unis. Le système « prix unique, point de base unique » avait ensuite été remplacé par un système « prix unique, double point de base » (Golfe du Mexique et Golfe Persique) avant de céder la place à un système « double prix, double point de base », ce qui devait d'ailleurs conduire à une nouvelle guerre des prix à la fin des années 1950. La création de l'OPEP en 1960 était au départ « défensive », l'objectif étant de lutter contre la baisse des prix donc celle des royalties. C'est seulement au moment du premier choc pétrolier que l'OPEP a réellement pris conscience de son pouvoir. La révolution iranienne en 1979 lui a donné l'occasion de tester ce pouvoir de marché.

Le deuxième choc pétrolier (1979-1981) peut être interprété comme la volonté des pays de l'OPEP de profiter d'un contexte politique favorable et d'une anticipation à la hausse des prix du brut pour introduire une rente de monopole dans le prix d'équilibre du pétrole, en plus de la rente de rareté qui avait été introduite lors du premier choc.

Mais très vite l'OPEP va être victime d'un effet de ciseaux. La stabilisation de la demande mondiale du fait des politiques de substitutions entre formes d'énergie et des efforts d'économies d'énergie, à un moment où l'offre des NOPEP a pu être développée grâce à des prix de marché rémunérateurs, va se traduire par une chute de la part de marché de l'OPEP. La part de l'OPEP dans la production mondiale de pétrole était de 54% en 1973, avait déjà chuté à 47% en 1979 puis à 39% en 1980 avant d'atteindre le creux de 30% en 1985. La hausse du cours du dollar entre 1980 et 1986 devait certes atténuer quelque peu le manque à gagner au niveau des recettes, mais la réalité était alors que l'OPEP, avec 30%, ne contrôlait plus le marché.

Après avoir adopté une stratégie offensive, l'OPEP allait devoir opter pour une stratégie défensive dès 1982. Il lui fallait choisir entre deux solutions : soit une stratégie de défense du prix de marché, ce qui impose de mettre en place des quotas de production et ce qui sera d'ailleurs la stratégie adoptée en 1983, soit une stratégie de défense de sa part de marché, ce qui impose d'opter pour une guerre des prix destinée à faire sortir du marché les producteurs NOPEP dont les coûts de production sont supérieurs à ceux de l'OPEP. Ce sera la stratégie impulsée fin 2005 par le Ministre Saoudien du pétrole, Cheik Yamani, mais qui sera un échec relatif. Après l'instauration des quotas en 1983, la plupart des pays de l'OPEP se sont comportés en « free riders » et l'Arabie a dû jouer le rôle de « swing producer », réduisant régulièrement son offre pour équilibrer le marché, dans un contexte où tous les autres offreurs (au sein de l'OPEP ou hors OPEP) avaient tendance à accroître la leur. Il arriva un moment en 1985 où l'Arabie Saoudite produisit moins de pétrole que l'Angleterre en Mer du Nord. C'est que la tentation de ne pas respecter les quotas est forte, surtout si le prix du marché est rémunérateur. Comme le rappelle S. Boussena, « l'OPEP est forte quand les prix sont faibles et elle est faible quand les prix sont forts ». Le limogeage de Yamani fin 1986 et la volonté de l'Arabie de défendre ensuite un prix plus rémunérateur ont permis au baril de remonter vers 18 à 20\$ à compter de 1987, après avoir connu un creux aux alentours de 7\$ le baril en juillet 1986. C'est seulement au moment de tensions politiques (Guerre du Golfe) ou d'événements exceptionnels (cyclones mettant en péril les installations de raffinage) que les prix du pétrole vont s'envoler mais jusqu'à la fin des années 1990, ils resteront relativement stables et faibles.

L'OPEP a donc bien compris que la stratégie de rétention de l'offre pouvait être rémunératrice, à condition toutefois que les forces centrifuges ne mettent pas en péril l'entente entre les divers opérateurs. A la différence du cartel des sept soeurs qui était

relativement homogène du point de vue des intérêts, le cartel de l'OPEP est en effet un cartel hétérogène, certains pays ayant un plan court de valorisation de leurs réserves de pétrole alors que d'autres optent pour un plan long de valorisation, préférant des augmentations de prix limitées afin de ne pas trop inciter les acheteurs à procéder à des substitutions. C'est un exemple d'application des résultats formulés par Pakravan (1981) qui montrent que dans l'hypothèse où le coût de production est une fonction décroissante de la réserve et où la demande est une fonction linéaire du prix (hypothèses faites par Kay et Mirrlees en 1975 pour adapter le modèle de Hotelling), le rythme de croissance du prix du pétrole est, en situation de monopole, deux fois plus faible que celui qui prévalait en situation de concurrence, le niveau du prix étant toutefois au départ sensiblement plus élevé dans le premier cas.

2.6. Les déterminants liés à la spéculation et au cours du dollar

Il existe un débat théorique sur l'impact que peuvent avoir les produits dérivés (futures, options) sur l'évolution du prix du pétrole sur le marché du « physique ». Pour certains, ils jouent un rôle stabilisateur, pour d'autres au contraire, ils contribueraient à accroître la volatilité des prix du brut. En mai 2008, les volumes échangés sur le marché des futures ont été 13,8 fois plus importants que ceux échangés sur le marché physique au comptant (Ayouz et Reymondon, 2008). Les prix à terme influencent-ils les prix au comptant ou est-ce l'inverse ? En d'autres termes, la spéculation explique-t-elle pour partie la hausse des prix observée en 2007 et début 2008 sur le marché spot ? Les enquêtes menées aux Etats-Unis par la Commodity Futures Trading Commission n'ont pas pu démontrer une influence décisive des marchés à terme sur les marchés au comptant, selon Ayouz et Reymondon. Il faut certes s'entendre sur le concept de spéculation et bien dissocier les stratégies de couverture des stratégies purement spéculatives.

Une étude du FMI (2006) tend à montrer que les transactions importantes observées sur le marché des futures correspondraient à un motif de précaution beaucoup plus qu'à un motif de pure spéculation. Ce point de vue est corroboré par Kilian (2000) qui considère que les opérateurs sont prêts à payer une « prime de sécurité » afin de se prémunir contre des tensions futures potentielles. Cela les incite à détenir plus de stocks, ce qui fait monter le prix sur le marché du physique, et à procéder à des opérations sur le marché des dérivés. La situation est tantôt une situation de « contango », où les cours à terme sont supérieurs aux cours au comptant, tantôt une situation de « backwardation », où les cours à terme sont inférieurs aux cours au comptant. Ce serait par exemple la situation observée en 2007, beaucoup d'opérateurs anticipant alors un prix au comptant plus faible dans le futur que le prix observé à cette date sur le marché du physique.

L'étude économétrique menée au FMI (2006), sur la période 1997-2005, montre que les transactions effectuées sur les marchés à terme réagissent, en les amplifiant parfois, aux fluctuations observées sur le marché du physique au comptant. La causalité serait donc plutôt dans le sens « spot vers marché à terme » et non dans le sens contraire. En cas de hausse des prix sur le spot, les spéculateurs pensent que l'augmentation va se poursuivre et ils suivent le mouvement, en l'amplifiant parfois.

Pour d'autres auteurs, la causalité serait plutôt dans le sens « marché à terme vers marché spot ». En anticipant la hausse sur le marché à terme, les spéculateurs font monter le prix sur le marché physique au comptant. De ce point de vue, les anticipations seraient plutôt auto-réalisatrices. Mais on peut aussi soutenir avec Babusiaux et Bauquis (2007) que, dans le domaine du pétrole, les anticipations sont autodestructrices. En cas de forte anticipation à la hausse des prix du pétrole, les opérateurs ont tendance à investir massivement dans l'exploration-production, la mise au point de substituts au pétrole ou les économies d'énergie et cela engendre à terme une offre excédentaire de pétrole, laquelle induit une baisse des prix sur le spot. Cela contribue à expliquer le caractère cyclique des prix du pétrole. Ainsi, la forte hausse du cours du pétrole lors du second choc pétrolier, dans un contexte où le cours du dollar augmentait, portait en elle les germes du contre-choc observé en 1985-1986, cette hausse ayant favorisé les substitutions inter-énergétiques et ayant permis d'investir massivement dans du pétrole hors OPEP.

Les interactions entre le cours du dollar et le prix du pétrole sont complexes et on trouve des arguments théoriques qui justifient tantôt une influence du cours du dollar sur le prix du pétrole tantôt une influence du prix du pétrole sur le cours du dollar. On peut tout d'abord trouver des arguments expliquant comment le cours du dollar peut influencer le prix du pétrole. Un article de Coudert, Mignon et Penot (2008) explique qu'en changes flottants, une dépréciation du dollar réduit le prix réel du pétrole pour les pays importateurs dont la monnaie s'apprécie (la zone euro, par exemple), ce qui relance la demande de pétrole. Comme dans le même temps, la dépréciation du dollar réduit le revenu réel des exportateurs de pétrole, cela risque de limiter les investissements dans l'exploration-production, donc de réduire à terme l'offre disponible sur le marché. L'offre se contractant dans un contexte où la demande s'accroît, les prix du pétrole ont tendance à monter. Cela est d'autant plus vrai que les exportateurs dont les recettes ont baissé en termes réels sont incités à revendiquer des hausses du prix nominal du brut pour compenser la baisse du cours du dollar...

A l'inverse, on peut aussi considérer que les fluctuations du prix du pétrole sont de nature à influencer le cours du dollar. Une augmentation du cours du pétrole induit une demande accrue de dollars puisque les transactions sont libellées en dollars et cela tend à accroître le cours du dollar. C'est d'autant plus vrai que la monnaie des pays importateurs de pétrole tend à se déprécier par rapport au dollar du fait de la montée

du déficit commercial. Ce fut en particulier la situation observée lors du second choc pétrolier. On peut néanmoins considérer que la forte hausse du cours du dollar observée sur la période 1980-1985 fut davantage la conséquence de la politique budgétaire et de la politique monétaire menées aux États-Unis que la conséquence de la hausse du prix du brut. La relance des dépenses publiques (militaires) impulsée par le gouvernement fédéral au début des années 1980, dans un contexte de politique monétaire restrictive, a conduit à une montée du déficit public lequel fut financé par un recours massif à l'emprunt. La hausse des taux d'intérêt, qui en fut la conséquence, a eu tendance à attirer les capitaux étrangers, d'où une forte demande de dollars. La hausse du cours du dollar en fut la résultante et il a fallu attendre les Accords du Plaza à New York fin 1985 pour qu'une politique monétaire concertée entre pays industrialisés permette de faire baisser le cours du dollar.

A certaines périodes, on peut aussi observer une relation de sens inverse entre cours du dollar et prix du pétrole, comme c'est par exemple le cas depuis 2000. On conçoit qu'une baisse du cours du dollar incite les pays exportateurs à essayer de récupérer une partie de leur pouvoir d'achat en faisant monter le prix du pétrole. On peut aussi penser que le pétrole est devenu, à l'instar d'autres matières premières comme l'or, une valeur « refuge » en cas de baisse du cours du dollar, surtout si, dans le même temps, le cours des actions est lui aussi orienté à la baisse à la bourse des valeurs. Si les taux d'intérêt sont bas et si le cours des actions est lui aussi déprimé, extraire plus de pétrole en terre pour le transformer en actifs financiers n'est pas rentable. On préfère alors restreindre l'offre de pétrole et reporter à plus tard son extraction, ce qui fait augmenter le prix du pétrole sur le marché.

2.7.Échanges internationaux

Les pays exportateurs de pétrole brut sont souvent assimilés aux pays producteurs, ce que confirme le graphique ci-dessous (**Figure20**).

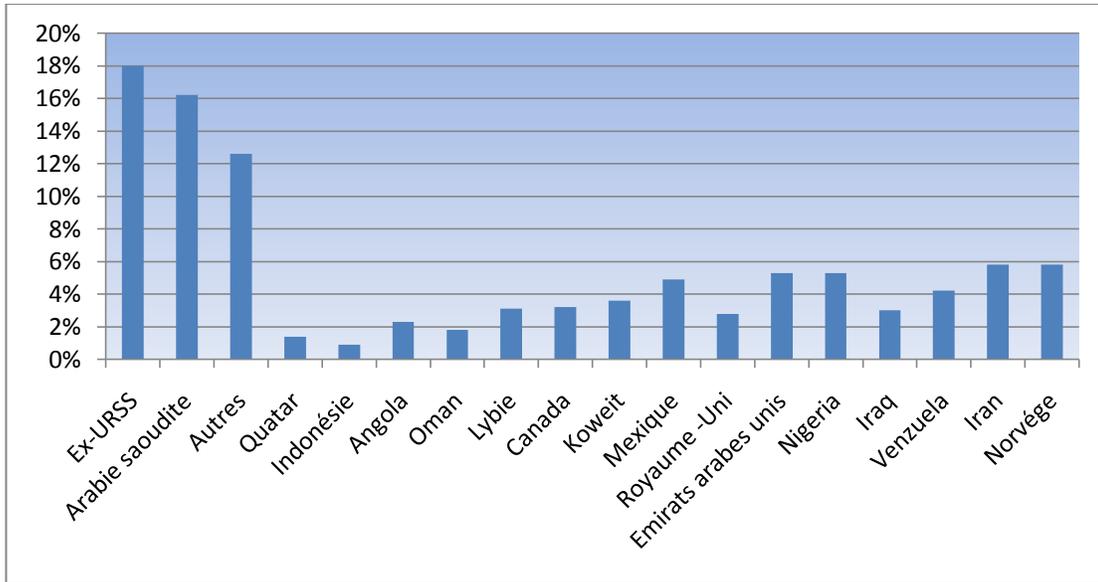


Figure20: Part des principaux pays exportateurs dans les exportations mondiales de pétrole brut sur la période 2003-2007

Source : d'après les données de l'OPEP

Il en est de même pour les principaux pays importateurs qui sont aussi les principaux pays consommateurs ou les principaux pays raffineurs.

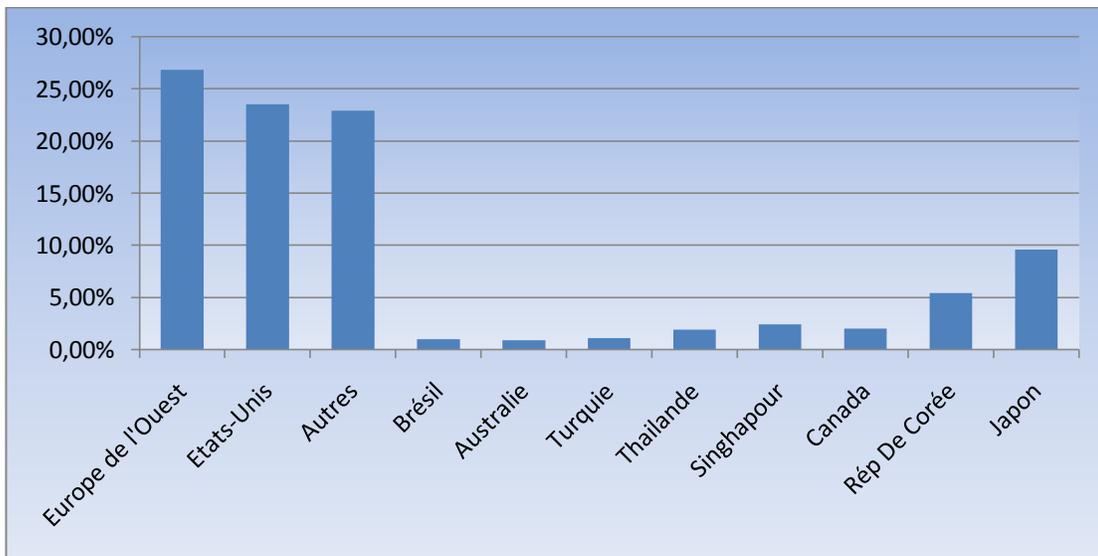


Figure 21: Part des principaux pays importateurs dans les importations mondiales de pétrole brut sur la période 2003-2007

Source : d'après les données de l'OPEP

La carte ci-dessous (**Figure22**) indique les principaux échanges mondiaux de pétrole brut et de produits pétroliers.

Concernant le pétrole brut, une tendance générale se dégage à savoir que la majeure partie des échanges a pour origine le Moyen-Orient et pour destination l'Europe, l'Amérique du Nord et, dans une moindre mesure, le Japon. L'Afrique exporte en grande majorité vers les États-Unis et l'Europe. La Russie exporte essentiellement vers l'Europe et en particulier vers l'Europe de l'Est. La plus grande partie de la production de la Mer du Nord est également destinée à l'Europe. Sur le continent américain, les productions sud et nord-américaines restent intracontinentales et sont principalement consommées par les États-Unis.

La carte indique également les évolutions pour six pays ou régions. Les importations l'Inde, des États-Unis et de la Rép. pop. De Chine sont celles qui ont augmenté le plus fortement parmi les pays sélectionnés (+147% pour l'Inde, + 89,2% pour les États-Unis et +80,4% pour la Chine entre 2000 et 2005). Les pays d'Europe ont également connu une certaine augmentation de leurs importations (+8,7%), alors que, dans le même temps, celles de la Rép. De Corée et du Japon déclinaient (-5,6% pour la Corée et -0,8% pour le Japon).

Cette carte fait également apparaître l'évolution des sources d'approvisionnements des pays importateurs. Les États-Unis et l'Europe font apparaître une certaine diversification de leurs importations de pétrole brut. La Chine a, quant à elle, fortement augmenté ses importations en provenance du Moyen-Orient (+59%), d'Afrique (+118%) et de Fédération de Russie (multipliées par plus de 8) entre 2000 et 2005, alors qu'elle diminuait celles originaires d'Europe (-80%) et d'Asie, dans une moindre mesure (-8,5%). L'Inde a doublé ses importations en provenance de chacune de ses sources d'approvisionnement.

Les échanges des produits du pétrole sont bien plus complexes que ceux du pétrole brut car ils impliquent un grand nombre de produits différents. Néanmoins, il se dégage de cette carte que beaucoup de pays raffinent des produits du pétrole et que les échanges sont moins importants que ceux du pétrole brut en terme de volume.

En terme d'évolution des échanges, le bilan est moins contrasté que pour le pétrole brut. En effet sur la même période que le brut, les importations de produits varient beaucoup moins. Seuls les États-Unis ont vu leurs importations augmenter de manière conséquente. La République populaire de Chine a augmenté ses importations mais dans une bien moindre mesure que pour le brut. Par contre, la République de Corée, l'Afrique et l'Europe ont maintenu, voire diminué, leurs importations. Enfin, le Japon a également réduit ses importations comme il l'a fait pour le brut.

L'évolution des importations étant moins spectaculaire que pour le brut, peu de changements ont eu lieu en termes de sources d'approvisionnement des importateurs.

Les États-Unis ont sollicités l'ensemble de leurs fournisseurs. Les autres pays ou régions n'ont pas modifié significativement leurs échanges.

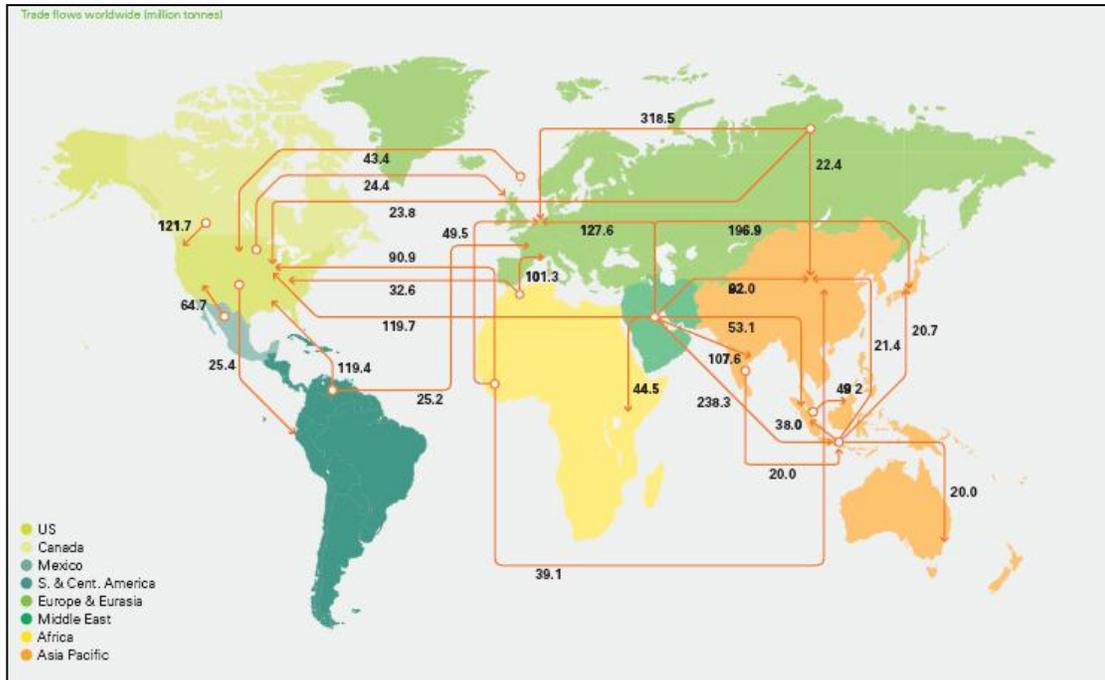


Figure 22: Major trade movements

Source: BP statistical review of world energy full report 2009

2.8. Les prix du pétrole

La détermination d'un cours de référence international pour les prix du pétrole brut est complexe car il n'existe pas un seul type de brut mais autant de bruts que de gisements, chacun possédant des caractéristiques différentes. De plus, il n'existe pas un marché au comptant pour chaque type de brut mais sept principaux marchés physiques qui reflètent chacun les prix de plusieurs bruts.

2.8.1. Les marchés physiques

- **Le marché de Rotterdam** est le plus important, il traite des pétroles bruts et des produits du pétrole.
- **Le marché méditerranéen** traite des bruts d'origine russe, libyenne ou iranienne. Les qualités y sont hétérogènes (aussi bien des doux que des sulfurés, des légers que des lourds).
- **Le marché du Golfe du Moyen-Orient** traite essentiellement des bruts du Sultanat d'Oman et des Émirats Arabes Unis. Les bruts d'Arabie Saoudite sont peu vendus sur ce marché physique

- **Le marché d'Extrême Orient** importe la majorité de ses bruts depuis le Moyen Orient. Il traite de manière limitée les exportations de bruts d'origine malaysienne et indonésienne.
- **Le marché des États-Unis** traite la grande majorité des pétroles produits aux États-Unis dont le West Texas Intermediate (WTI), l'Atlantic North Slope (ANS) et quelques origines d'Amérique latine
- **Le marché de la Mer du Nord** est composé des origines de la Norvège et du Royaume-Uni presque exclusivement, dont le Brent est le plus traité.
- **Le marché d'Afrique de l'Ouest** traite une partie de ses exportations pour les bruts du Nigeria (Forcados et Bonny Light) et de l'Angola bien que la majorité des bruts d'origine africaine sont négociée en référence à certains contrats à terme.

Les produits du pétrole sont traités en tout premier lieu sur le marché de Rotterdam. Néanmoins, plusieurs marchés régionaux sont également importants : le marché de Singapour, celui du Golfe Persique, celui de la zone Méditerranéenne et celui du Golfe du Mexique. La position géographique de ces marchés est à mettre en relation avec les capacités de raffinage de ces zones.

Depuis les années 1970 et la nationalisation des moyens de production de pétrole brut, la vente de brut s'opère soit d'Etat à Etat, soit par contrat d'Etat à société pétrolière, soit d'Etat à négociant qui revendent le pétrole sur les marchés mondiaux. Ces stratégies de commercialisation font le plus souvent références à des formules de prix basées sur les cours internationaux. Depuis le milieu des années 1990, les prix des marchés physiques qui servaient de référence, sont de plus en plus souvent remplacés par les cours négociés sur les marchés à terme.

2.8.2. La formation des prix

Depuis la fin des années 1980, les prix indiqués dans les contrats commerciaux du pétrole brut sont généralement déterminés par une formule spécifique au brut vendu, formule basée sur un ou plusieurs cours de référence. Par exemple, une formule simple pour obtenir le prix d'un brut X pourrait être la suivante :

Prix brut X = Prix brut référence + Différentiel

Le différentiel ou facteur d'ajustement dépend de plusieurs variables, différence de qualité, différence de possibilités au raffinage et différence de coût du transport

La formule utilisée pour calculer le prix du brut X est donc déterminée par quatre facteurs

- le point de vente (qui influe sur le coût du transport),
- le choix du prix de référence (ce choix est souvent dicté par la destination et la qualité du brut vendu : un brut léger et doux à destination de l'Europe aura comme prix de référence le Brent, à destination des États-Unis la référence sera le West Texas Intermediate),

- un facteur temps qui renvoie à l'intervalle de temps entre la date de chargement et la date où le prix est définitivement fixé,
- un ajustement correspondant à la différence de qualité et de lieu de livraison par rapport au brut de référence.

Tableau 2 : Quelques exemples de formules de prix

Pays/brut	Vente	Référence	Date de fixation du prix	Facteur d'ajustement avril, mars, fév
Vente pour l'Europe/ Nigeria Bonny Light	FAB	Brent	+ 5 jours	+0.43 +0.45 +0.68
Vente pour les Etats-Unis/ Saudi Arabia Light Crude	Golfe US	WTI	Livraison (moyenne de 5 jours)	-1.90 -1.90 -2.15
Vente pour les Etats-Unis/ Mexico Isthmus crude	FAB	$(0.6x(WTS+LLS)/2)$ + $(0.4x(ANS+DB)/2)$	0	-1.10 -1.20 -1.20

Source : CNUCED

Le prix du Nigeria Bonny Light à destination de l'Europe sera un prix FAB fixé 5 jours après le chargement et égal au prix du Brent modifié du facteur d'ajustement en fonction du mois pendant lequel a lieu le chargement (février, mars ou avril).

Le prix du brut Saudi Arabia Light sera un prix CAF fixé à la livraison en prenant la moyenne des prix du WTI sur 5 jours au moment de la livraison. Le prix ainsi obtenu sera modifié par le facteur d'ajustement en fonction du mois de livraison.

Le prix du brut Mexico Isthmus sera un prix FAB fixé au moment du chargement en pondérant la moyenne des prix du West Texas Sour et du Light Louisiana Sweet de 60% et la moyenne de l'Alaskan North Slope et du Dated Brent de 40%. Ce prix sera ajusté en fonction du mois de chargement.

2.8.3. Les prix de référence

Les prix de référence sont traditionnellement dérivés des marchés physiques. Ils tendent de plus en plus à intégrer les cours des marchés à terme.

➤ *La collecte des prix.*

Les prix au comptant sont collectés puis rapportés par des agences spécialisées qui interrogent les courtiers et les différents acteurs du marché. Il n'y a pas d'autres moyens d'obtenir une telle information pour du pétrole non coté sur un marché à terme comme le Dubaï par exemple. Les principaux bruts de référence sur le marché physique sont le "*Dated Brent*", le "*West Texas Intermediate Cushing*" et le "*Dubaï*", mais il en existe d'autres, l'"Urals", le "Tapis", l'"Alaska North Slope", l'"Oman", etc.

Plusieurs sociétés sont spécialisées dans la dissémination de prix récoltés sur les marchés et d'indices. Parmi les plus connues : Platt's et Petroleum Argus .

➤ *Les bruts internationaux de référence*

Le prix du **Brent** est généralement la référence mondiale bien que les volumes échangés soient bien en-dessous de ceux du Saudi Arabian par exemple. D'après l'Intercontinental Exchange, le prix du Brent est utilisé pour fixer le prix des deux tiers des pétroles bruts vendus mondialement.

Dans le Golfe Persique, le brut **Dubaï** est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie. Ceci est dû au fait que le Dubaï est l'un des rares brut vendu dans le Golfe Persique qui soit vendu au comptant et au "détail" alors que bon nombre d'autres bruts sont liés par des contrats de vente à long terme.

Aux États-Unis, le brut servant de référence pour les transactions est le **West Texas Intermediate (WTI)**. Cependant, les prix cotés au New York Mercantile Exchange font aussi référence à un brut "fictif" qualifié de "**light sweet crude**" qui peut être n'importe quel brut américain ou étranger qui répond aux caractéristiques d'un brut léger et doux.

Jusqu'en 2005, le **panier OPEP** donnait un prix de référence calculé par l'OPEP à partir de sept prix de bruts produits par ses États membres : *Arab Light d'Arabie Saoudite, Dubaï des Emirats Arabes Unis, Bonny Light du Nigéria, Saharan Blend d'Algérie, Minas d'Indonésie, Tia Juana Light du Vénézuéla et Isthmus du Mexique*. Lorsque l'OPEP publiait ses objectifs en terme de prix, elle fait référence à ce panier.

Le 15 mars 2005, l'OPEP a cependant décidé de tester le changement de la composition du panier de référence susmentionné. La 136ème conférence de l'OPEP du 15 juin 2005 a ratifié la proposition d'élargir la base de référence en incluant 11 prix (Saharan Blend -Algérie, Minas - Indonésie, Iran Heavy - République Islamique

d'Iran, Basra Light -Iraq, Kuwait Export - Kuwait, Es Sider - Lybie, Bonny Light - Nigeria, Qatar Marine - Qatar, Arab Light - Arabie Saoudite , Murban - Emirats Arabes Unis et BCF 17 - Venezuela) afin de refléter les principales exportations de bruts des pays membres de l'OPEP avec mise en œuvre à partir du 16 juin 2005.

Pour le nouveau panier de référence susmentionné, le degré API est maintenant de 32.7° (il était de 34.6 ° pour l'ancien panier se basant sur 7 pétroles bruts). En outre, le contenu en sulfure est de 1.77% contre 1.44% auparavant.

Il est cependant à noter que la corrélation entre ces différents prix est très forte et l'écart entre le prix du Brent, celui du WTI et le panier OPEP n'excèdent généralement pas quelques pour cent.

2.8.4. Historique des prix

Sur le long terme, depuis 1973, plusieurs événements historiques permettent d'expliquer en partie l'évolution des prix :

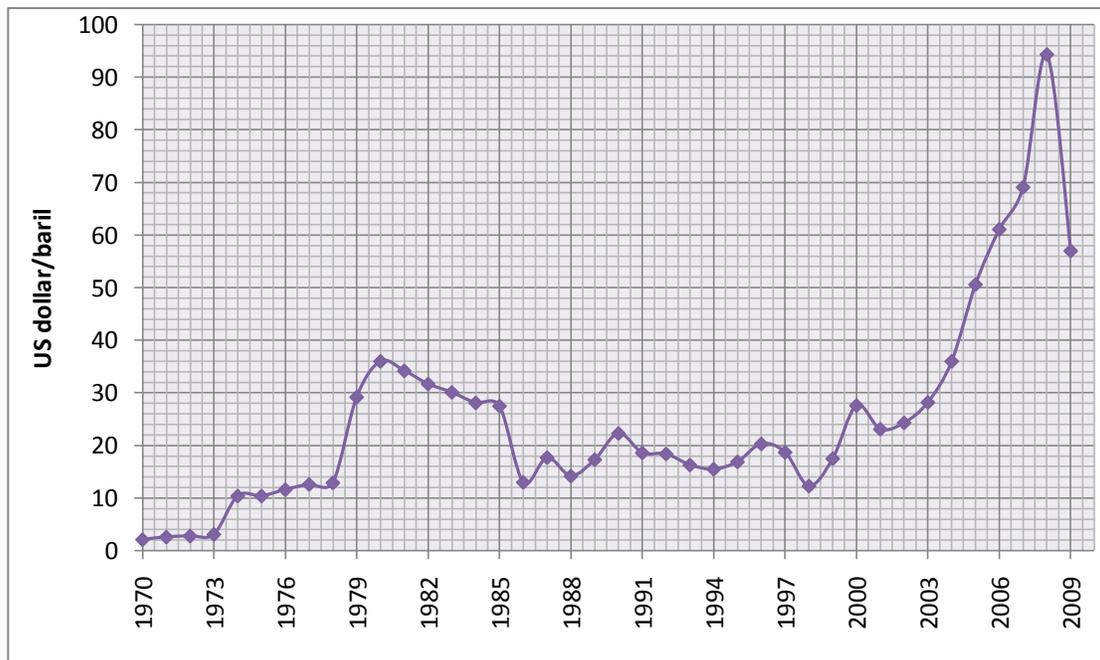


Figure 23: Prix du pétrole brut en dollar courant /baril entre 1970 et 2010

Source : Pétrole et Gaz Arabes

- Le 5 octobre 1973 marque le début de la guerre du Ramadan. Les pays du Moyen Orient producteurs de pétrole réduisent leurs productions, le prix de référence de l'époque (Saudi Arab Light) passe de 2,59 USD/baril à 11,65 dollars américains/baril de septembre 73 à mars 74 (fin de l'embargo). Ce choc pétrolier entraîna une crise économique globale au cours des années 1970. Les prix élevés entraînent une réduction de la demande (du fait de la mise en place de politiques

d'économie d'énergie notamment) et surtout le début de l'exploitation de nouveaux champs pétrolifères. L'OPEP qui détenait 50% des parts de marché en 1974, n'en détenait plus que 47% en 1979

- La révolution iranienne puis la guerre entre l'Iran et l'Iraq furent des évènements influençant fortement la hausse vertigineuse des prix du pétrole du fait de la réduction considérable des exportations de ces pays : de 14 dollars américains/baril en 1978 à 35 dollars américains/baril en 1981.

Ces prix élevés permirent à la production hors moyen orient de progresser ainsi que de réduire la consommation du fait de politiques de lutte contre le gaspillage d'énergie (meilleure isolation des maisons, procédés industriels moins coûteux en énergie et parc automobile augmentant plus lentement). La demande connut un maximum en 1979 pour diminuer ensuite, et il apparut alors clairement aux pays de l'OPEP qu'ils devaient réduire leur production s'ils souhaitaient maintenir le niveau des prix.

- Durant la première moitié des années 1980, l'OPEP réduisit sa production d'un tiers en volume avec pour conséquence des parts de marché réduits à 30% du marché mondial, sans pour autant enrayer véritablement la diminution des prix. En réponse aux cavaliers libres et aux difficultés éprouvées par certains membres à respecter leurs quotas, l'Arabie Saoudite qui avait été le principal acteur dans la réduction de la production OPEP, décida de doubler sa production en 1986.

- Les prix s'effondrèrent en 1987. Ces bas prix stimulèrent la consommation et ralentirent la production hors moyen orient où les coûts d'exploitations sont plus élevés (cas de l'extraction offshore par exemple).

- Les conflits entre le Koweït et l'Iraq en 1990 annulèrent l'offre de pétrole de ces pays qui fut compensée par l'Arabie Saoudite et le Venezuela pour la majorité, le reste des pays de l'OPEP comblant le manque à produire.

- Les prix en déclin depuis le début des années 1990 ne remontèrent qu'à partir du boom économique aux États-Unis et en Asie au milieu des années 1990.

- La crise financière asiatique mit un terme brutal à l'embellie des prix à partir de 1997.

- Le déclin des prix s'accrut jusqu'en février 1999 pour atteindre 10 USD/baril.

Puis à partir de mars 99, à la suite d'un accord de réduction de la production des pays de l'OPEP mais aussi d'Oman, de la Fédération de Russie, de Mexico et de la Norvège, les prix n'ont cessé d'augmenter jusqu'à atteindre plus de 30 dollars américains/baril un an plus tard. L'OPEP décida alors d'augmenter la production avec comme objectif de stabiliser les prix entre 20 et 25 USD/baril. Les prix redescendirent à nouveau à partir de décembre 2000 pour se stabiliser autour de 28 dollars américains.

- A la suite des attentats du 11 septembre 2001 une légère hausse a eu lieu, mais très rapidement, du fait d'une baisse de la demande en fuel d'aviation et des perspectives de stagnation de la croissance économique qui prévalaient jusqu'alors, les cours ont à nouveau plongé et l'OPEP a décidé de réduire sa production à partir de janvier 2002 à condition que les pays hors de l'OPEP contribuent également à cette réduction.

- Depuis le début des années 2000, le cours du pétrole a connu un niveau historique très élevé et une hausse constante depuis 2001. La moyenne des prix du pétrole a été de 18.5\$ environ sur la période 1985-2000 alors que depuis 2000, celle-ci est de 41.6\$ (2000-2007). Cette hausse très importante s'explique notamment par le dynamisme de l'économie chinoise et l'émergence de pays nouvellement industrialisés qui tendent à augmenter leur consommation d'énergie ainsi que par l'amélioration des conditions économiques dans certaines régions du monde et en particulier aux États-Unis (qui se retrouvent de ce fait devoir faire face à une certaine tension au niveau des stocks nationaux). Les sous-jacents ne suffisent cependant pas à expliquer le développement des cours du pétrole sur les années 2003-2004. Ceux-ci ont, en effet, également été fortement influencés par des surréactions spéculatives en relation avec les perturbations potentielles au niveau de l'offre (événements en Irak, par exemple) ou de la demande (faiblesse et baisse des stocks américains).

2.8.5. La prise en compte de l'inflation

Une première façon de relativiser les cours actuels consiste à les comparer sur longue, voire sur très longue, période en les recalculant sur la base d'une monnaie qui aurait gardé une valeur réelle constante (en effet, un dollar ou un euro nominal d'aujourd'hui vaut moins qu'il ne valait hier compte tenu de l'inflation).

Le graphique ci-dessous nous montre ce principe appliqué au cas du pétrole. En valeur nominale, c'est-à-dire en dollars courants, le brut n'a historiquement jamais été aussi élevé (70 dollars le baril correspondait au niveau atteint en août 2007, il a encore spectaculairement progressé depuis cette date, atteignant 145 dollars le baril au début juillet 2008). Le précédent point haut (un peu moins de 40 dollars le baril) datait du second choc pétrolier qui a suivi la révolution iranienne. Toutefois, en tenant compte de la dépréciation de la monnaie, le cours atteint à la fin des années 1970 correspondait en fait à plus de 90 dollars (valeur 2007) le baril. C'est bien à cette année qu'il faut comparer la valeur actuelle du brut. Il reste que l'on a longtemps cru pouvoir dédramatiser la hausse de ces dernières années en considérant, qu'en valeur constante du dollar, le pic du second choc pétrolier n'avait pas été atteint. Ce n'est désormais plus du tout vrai.

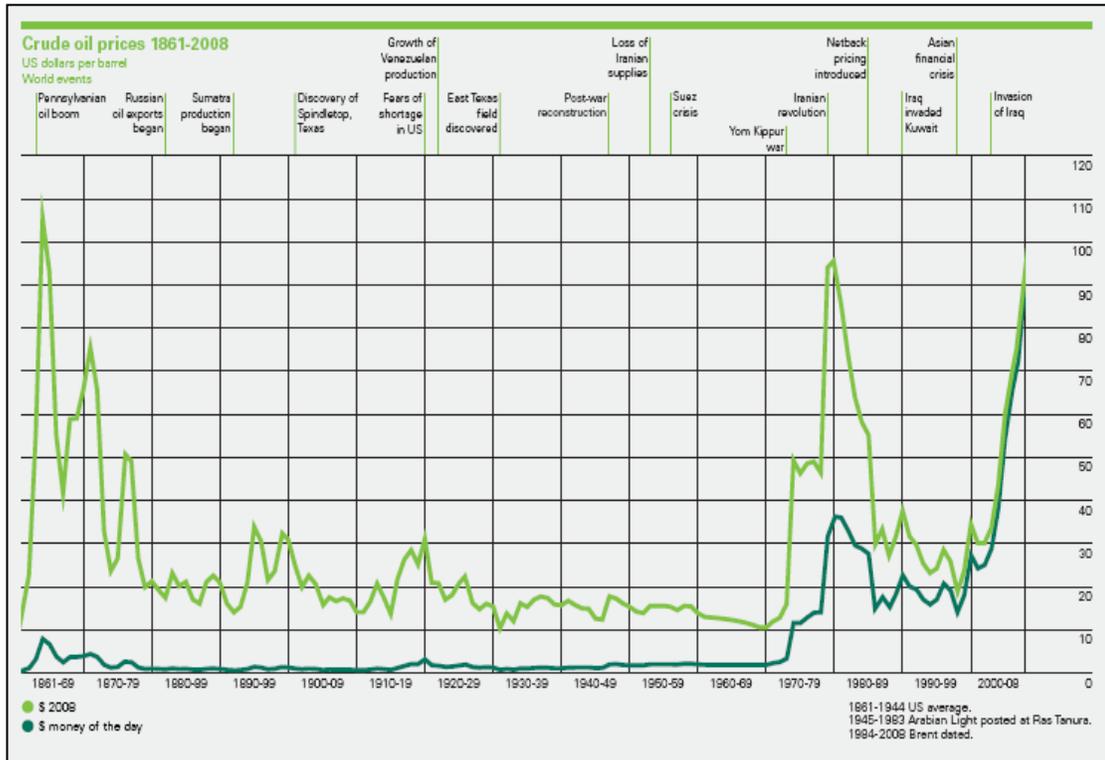


Figure24: Évolutions des prix du pétrole brut de 1861 à 2008
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

C'est la même évolution qui ressort de la méthode utilisée par COE-Rexecode qui relativise le prix du pétrole (*Brent*) en tenant compte parallèlement des prix à l'exportation des produits manufacturés des pays développés. Le graphique ci-dessous, qui couvre la période allant du premier choc pétrolier (1973) au début de l'année 2008, montre bien que le précédent point haut historique (qui a ici été atteint dans le courant de l'année 1981) a été dépassé, une première fois au cours des années 2005-2006 puis, après un recul, très nettement depuis la fin de l'année 2007 et au cours de la première partie de 2008.

3. MARCHÉ DU GAZ NATUREL : [1] ; [5] ; [17]

3.1. Les réserves mondial de gaz naturel

Bien que limitées, ces réserves sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes. Les ressources de gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde. On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir.

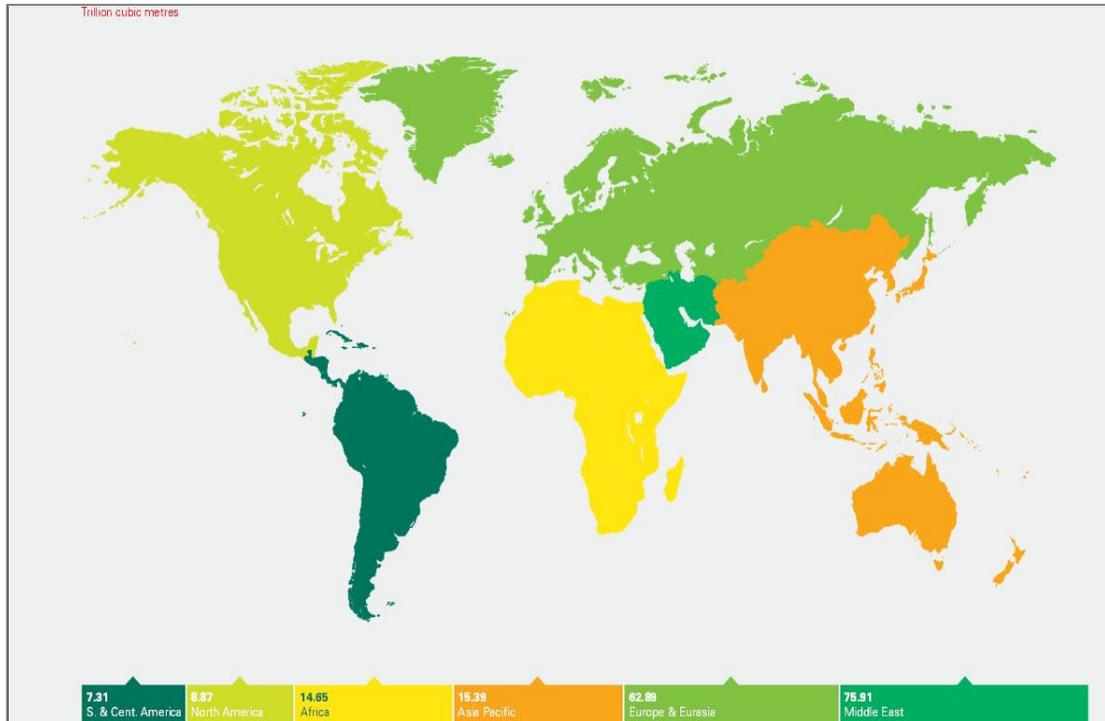


Figure 25: Répartition des réserves de gaz naturel en 2008

Source: BP Statistical Review of World Energy 2009

Les réserves prouvées sont celles qui peuvent être produites avec la technologie actuelle.

Les pays de l'Ex Union soviétique et du Moyen-Orient se partagent plus de 70% des réserves mondiales de gaz naturel (respectivement 34% et 41% en 2008).

Les réserves mondiales de gaz naturel ont plus que doublé au cours des vingt dernières années et s'élevaient à 185.02 milliers de milliards de mètres cubes fin 2008.

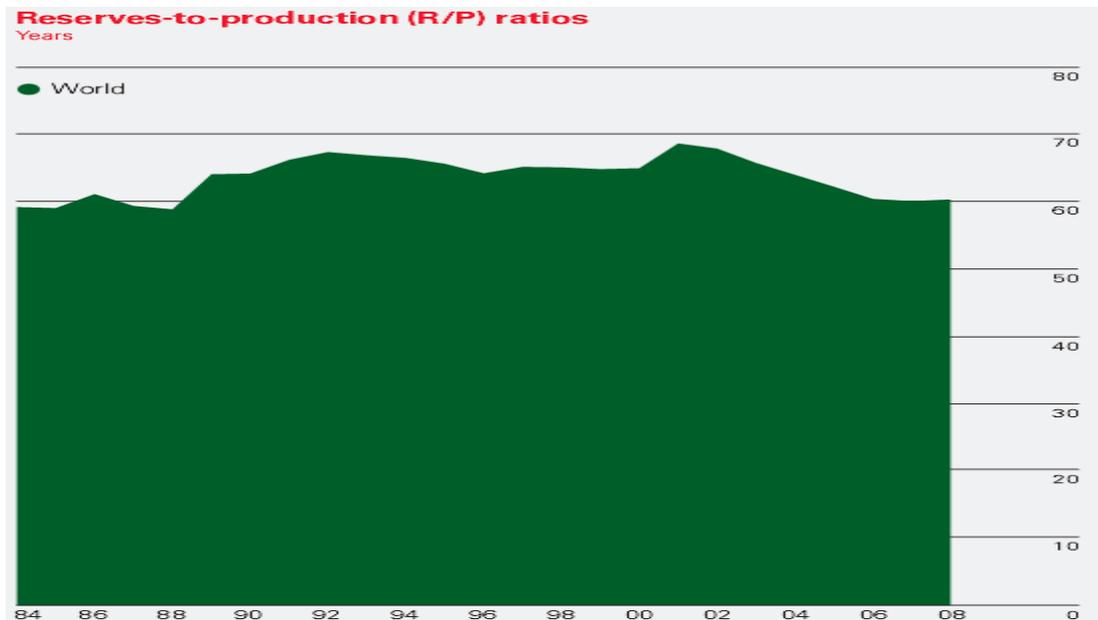


Figure 26: Ratios réserves /production mondiale 2008 pour le gaz naturel : en années. Source: BP Statistical Review of World Energy 2009

Le ratio mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel était de prêt de 60 ans en fin 2008. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production soient maintenus.

3.2. La production mondiale de gaz naturel

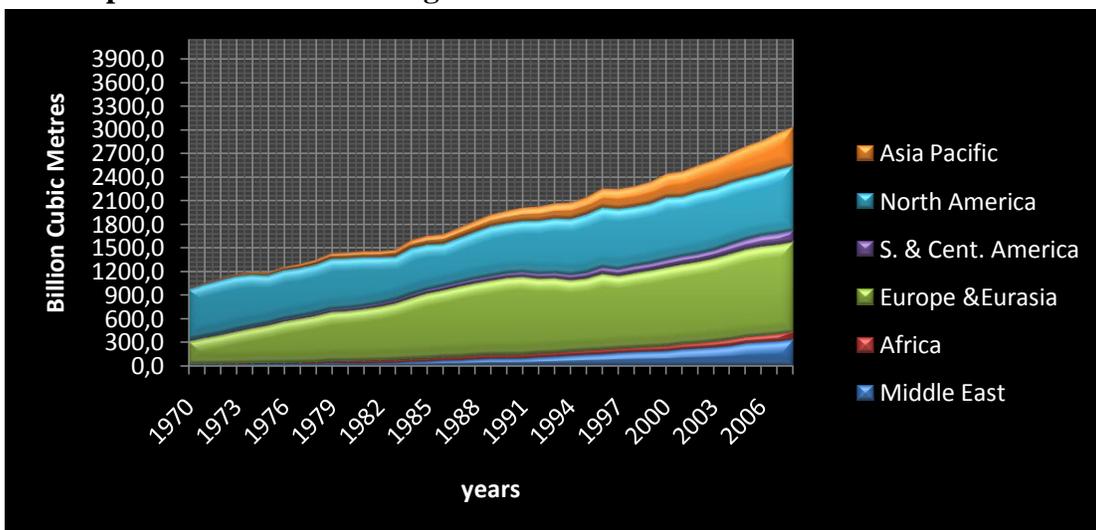


Figure 27: Production de gaz naturel en milliards de mètres cubes sur la période 1970-2008

Source: BP Statistical Review of World Energy 2009

Les principaux pays producteurs en 2008 étaient la Fédération de Russie et les États-Unis avec respectivement 19,5% et 19,2% de la production mondiale. D'autres états affichent également une production notable. C'est le cas, par exemple, du Canada (5,7%), de l'Iran (3,78%), de la Norvège (3,2%), de l'Algérie (2,8%), du Royaume-Uni (2,3%), de l'Indonésie (2,3%), de l'Arabie Saoudite (2,5%) et des Pays-Bas (2,2%). Ces dix pays ont représenté ensemble les deux tiers de la production mondiale de gaz naturel en 2008.

La production mondiale totale en 2008 était de 3065,57 milliards de mètres cubes en croissance de 3,8% par rapport à l'année précédente. Une croissance supérieure à la moyenne annuelle sur la période 1990-2006 (2,3%).

Une hausse de la production de gaz naturel dans le monde est attendue en raison des projets d'exploration et d'expansion planifiés en anticipation d'une demande future haussière.

3.3. La consommation mondiale de gaz naturel

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement le graphique ci-après (**Figure 1**), cette consommation a considérablement augmenté au cours des 40 dernières années.

La consommation mondiale totale a représenté environ 3018,74 milliards de mètres cubes en 2008.

Les principaux pays consommateurs de gaz naturel en 2008 étaient les États-Unis avec 22% de la consommation totale et la Fédération de Russie, avec 13,9%. La croissance de la consommation a été de 2,5% entre 2007 et 2008, avec des taux plus élevés au Moyen Orient (7,6%) et en Afrique (6,1%).

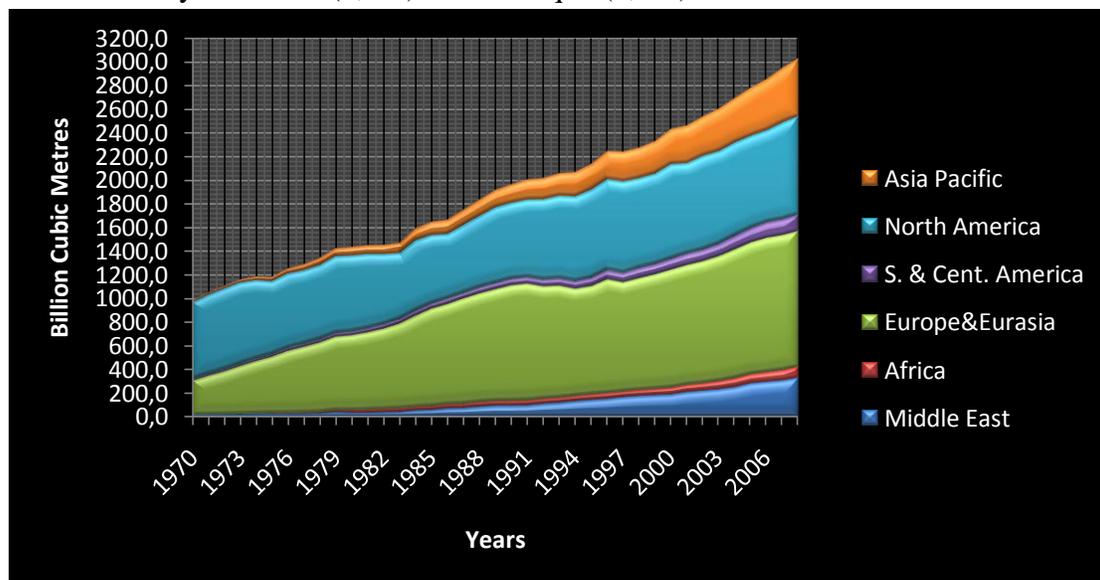


Figure28: Consommation de gaz naturel de 1970 à 2008

Source: BP Statistical Review of World Energy 2009

Les principales agences énergétiques mondiales prévoient une progression importante de la demande à travers le monde au cours des vingt prochaines années, croissance qui devrait principalement avoir lieu au sein des pays en développement.

3.4. Le commerce international

Selon les statistiques publiées par BP, seuls 26,1% de la production commercialisée en 2006 a fait l'objet d'échanges internationaux. Le commerce mondial de gaz naturel est essentiellement transporté par le biais du réseau de gazoducs (71.8% en 2006) contre 28.2% pour le transport par tankers de GNL (gaz naturel liquéfié).

La proportion faible des échanges internationaux s'explique notamment par l'éloignement des sites de production par rapport aux lieux de consommation et aux coûts élevés du transport. C'est un secteur qui exige des investissements importants, la construction et l'exploitation de gazoducs et qui posent également de nombreux problèmes juridiques et logistiques.

Les principaux pays exportateurs qui ont utilisé les gazoducs comme mode de distribution en 2008 ont été :

- ▲ la Fédération de Russie (26,6% des exportations mondiales),
- ▲ le Canada (17,8%),
- ▲ la Norvège (16%),
- ▲ **l'Algérie (9%)**.

Les principales zones d'importation par gazoduc sont :

- ▲ l'Europe et la zone euro Asie (60,2%),
- ▲ les États-Unis (18.6%) qui absorbent traditionnellement l'intégralité des exportations canadiennes.

En 2008, la plus grande part des **exportations mondiales de GNL** était représentée par le Qatar (17,5%), l'Indonésie (12%), la Malaisie (13%) et **l'Algérie (9,7%)**. Les principaux importateurs ont été, par ordre d'importance, le Japon (40,7%), la République de Corée (16,14%) et les États-Unis (4,4%).

Selon le site internet de la Commission californienne de l'énergie, la filière mondiale du GNL était la suivante en octobre 2007 :

- 15 pays possèdent des installations de liquéfaction: l'Algérie, l'Australie, Brunei, l'Égypte, les Émirats arabes unis, les États-Unis, la Guinée équatoriale, l'Indonésie, la Lybie, la Malaisie, le Mexique, le Nigéria, Oman, le Qatar et Trinidad et Tobago.
- 60 terminaux receveurs fonctionnent dans 18 pays (Belgique, République démocratique populaire de Chine, République Dominicaine, France, Grèce, Inde, Italie, Japon, Malaisie, Mexique, Portugal, Puerto Rico, République de Corée, Espagne, Taïwan (Province de Chine), Turquie, Royaume-Uni, États-Unis).
- 73 projets d'installations de liquéfaction ainsi que 182 unités de regasification sont en construction ou en projet, à travers le monde.

3.5. Le commerce régional

En raison de la faible proportion de gaz naturel échangée par rapport à la quantité produite, il n'existe pas véritablement de marché global, mais des marchés régionaux, qui possèdent des organisations, une maturité et des filières différentes. Les principaux débouchés sont l'Amérique du Nord, l'Europe de l'Ouest et l'ex Union soviétique. D'autres marchés régionaux prennent de l'importance, tels que la région Asie-Pacifique et l'Amérique Latine. La demande en provenance d'Afrique, d'Asie du Sud-est et de Chine est principalement satisfaite par des sources internes ou régionales. Le Moyen-Orient est essentiellement une région productrice.

3.5.1. Amérique du nord

L'Amérique du Nord est un marché très intégré et mature pour le gaz naturel. Il est presque autosuffisant. Le processus de libéralisation de ce marché a débuté dans les années 70, au Canada et aux États-Unis et ce sont ces pays qui ont été le plus loin dans l'ouverture de ce secteur à la concurrence.

Les États-Unis sont les deuxièmes producteurs mondiaux (avec 19,2% de la production mondiale en 2008) et les premiers consommateurs de gaz naturel (avec 22% de la consommation mondiale en 2008). Le gaz naturel produit à partir de 425300 puits (en 2005), est expédié via un réseau de transmission souterrain de 300'000 miles aux compagnies de distribution de gaz qui fournissent le service à la clientèle commerciale, industrielle et résidentielle. La quasi totalité du gaz consommée aux États-Unis est produite en Amérique du Nord. De grands dépôts existent dans 22 États, toutefois cinq d'entre eux : le Texas, la Louisiane, l'Alaska, le Nouveau Mexique et l'Oklahoma détiennent plus de la moitié des réserves du pays (54% en 2005). Les installations offshore représentaient près de 9% des réserves nationales américaines en 2005.

3.5.2. Europe de l'ouest

Les réserves de gaz naturel en Europe de l'ouest sont limitées. Elles comptent pour moins de 5% des ressources globales. Actuellement, le marché européen est marqué par des changements structurels importants résultant du processus de libéralisation. Les pays producteurs principaux sont la Norvège, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. L'industrie du gaz en Europe consiste principalement en des activités situées en aval de la production telle que le transport ou la distribution.

En 2008, environ 80% de la consommation de gaz de l'Europe de l'Ouest a été satisfaite par le biais d'importations (et notamment via le réseau de gazoducs pour 8.5 mètres cubes sur 10 importés environ) et par du GNL (pour le reliquat).

On peut s'attendre à une progression de la dépendance face aux importations dans le futur, bien que l'offre soit considérée comme étant à une distance géographique raisonnable.



Figure 29: structure de l'offre de gaz naturel ainsi que le système de transport en Europe .Source: Eurogas

3.5.3. Ex Union-Soviétique

L'ex Union-Soviétique possède les plus grandes réserves mondiales de gaz naturel prouvées (plus du quart en 2008). La Fédération de Russie est le premier pays producteur de gaz naturel au monde et le premier exportateur. Le gaz naturel prédomine en Russie où il représente près de la moitié de la consommation intérieure de combustible. La Fédération de Russie exporte entièrement le gaz qui n'est pas consommé par le résidentiel. Avant la dissolution de l'Union soviétique, la majeure partie de ce gaz était exportée vers l'Europe de l'Est. Depuis lors, la Russie a continué de fournir la CEI et l'Europe de l'Est tout en diversifiant progressivement ses exportations. En 2006, l'Europe de l'Ouest (y inclus la Suisse) représente les deux tiers des exportations russes.

L'industrie russe de gaz naturel est le monopole de la société Gazprom, qui contrôle plus de 95% de la production.

3.6. Structure de marché

L'industrie du gaz naturel est un secteur vaste, concentré et qui réclame des capitaux importants. Étant donné le lien étroit qui existe entre l'exploration et la

production de gaz naturel et de pétrole, les compagnies pétrolières sont également les principales entreprises impliquées dans le secteur du gaz naturel. Toutefois, le transport et la distribution de gaz sont plus proches du transport et de la distribution d'électricité.

Traditionnellement, sur un marché fortement réglementé comme l'était celui du gaz naturel, les compagnies productrices exploraient et produisaient le gaz qui était ensuite vendu aux entreprises exploitant les gazoducs pour être transporté jusqu'aux compagnies locales de distribution. Ces sociétés étaient alors chargées de commercialiser le gaz naturel auprès des consommateurs finaux. Cette industrie était généralement intégrée verticalement et le gaz ainsi que les services d'acheminement étaient fournis ensemble. La production de gaz est souvent associée à son acheminement. Ce secteur a longtemps été un monopole dominé par des entreprises d'état. La libéralisation du marché est toutefois en train de changer la donne dans beaucoup de pays et entraîne un découplage entre offre et transport de gaz ainsi qu'un élargissement de l'éventail de choix proposés aux consommateurs. Les compagnies de transport ou de pipeline sont de plus en plus autonomes par rapport aux producteurs ou aux distributeurs et fournissent même parfois le gaz directement à de grands clients.

La structure du marché du gaz naturel subit des mutations importantes à l'heure de la libéralisation. L'industrie traverse une phase de restructuration fondamentale, associée à une ouverture des marchés aux grandes entreprises du secteur de par le monde, pour lesquelles le gaz naturel devrait jouer un rôle central. Il existe une concurrence intense entre les compagnies pour accéder à de nouveaux marchés et contrôler les ressources d'approvisionnement. Cette industrie est le théâtre de fusions et d'acquisitions, de restructurations et de regroupements d'entreprises avec la création d'entités multiservices et de négoce. Les entreprises de gaz naturel ont non seulement étendu leurs activités et leurs participations à l'international, mais de nouveaux acteurs transnationaux et transsectoriaux sont également entrés dans cette filière. De ce fait, l'intégration verticale perd du terrain par rapport à la concentration horizontale.

Sur le marché américain, le processus de libéralisation est déjà bien avancé. Ce marché est aujourd'hui dynamique et fortement concurrentiel et se caractérise par des fluctuations de prix, un marché physique actif et une utilisation plus large des contrats à court et à moyen termes. Ceci a eu pour conséquence de changer fondamentalement la manière dont chacun des acteurs traditionnels de l'industrie opèrent : producteur, entreprise de transport, entreprise d'état et utilisateur industriel. De nouveaux acteurs ont commencé à émerger tels que les intermédiaires assurant l'interface entre acheteurs et vendeurs de gaz naturel.

La livraison de gaz naturel est traditionnellement effectuée par des compagnies locales de distribution (LDC) qui peuvent, soit appartenir à des investisseurs privés, soit à des collectivités locales (systèmes de gaz publics). Ces derniers ont longtemps

bénéficié de l'exclusivité de la distribution du gaz naturel dans certaines zones géographiques.

Toutefois, les réformes actuelles devraient conduire à une libéralisation du marché. Les utilisateurs ont de plus en plus la possibilité d'acheter le gaz directement aux producteurs, aux gazoducs ou aux compagnies locales de distribution. Ils peuvent également bénéficier de différents contrats de stockage ou d'autres services et obtenir des réductions s'ils regroupent leurs achats. La plupart des grands consommateurs de gaz naturel a tendance à s'approvisionner directement auprès des producteurs ou d'intermédiaires, tandis que les consommateurs nationaux, les clients commerciaux et industriels continuent de traiter avec le réseau local.

3.7. Prix de gaz naturel

3.7.1. Référence et mécanismes de formation des prix

Le marché international du gaz naturel se compose de différents marchés régionaux. C'est la raison pour laquelle il est difficile de parler de prix mondial. Bien qu'il existe une tendance vers une certaine libéralisation du marché, celui-ci reste néanmoins très règlementé sur beaucoup de marchés. Ces divers niveaux de libéralisation expliquent en partie les différences de prix qui peuvent être observées. En Amérique du Nord, par exemple, où le marché est fortement libéralisé, les prix sont très concurrentiels et fluctuent en fonction de l'offre et de la demande. A la suite de la libéralisation, les prix ont connu une baisse significative. Au contraire, au sein de la Fédération de Russie, où il existe encore un certain monopole, les prix internes sont maintenus artificiellement bas tandis que le gaz est vendu sur les marchés étrangers à des prix plus élevés afin de compenser les pertes. En Europe, le prix de vente du gaz naturel est le plus souvent influencé par la concurrence des combustibles alternatifs.

Les prix du gaz naturel peuvent être évalués à différents stades de la filière. Toute en amont, le cours à considérer est celui de "*tête de puits*". D'autres prix peuvent également être mesurés par types d'utilisateurs. On distingue alors le prix au consommateur domestique, commercial, industriel ou aux compagnies d'électricité. Les prix à la *tête de puits* affichent une volatilité élevée en fonction des conditions météorologiques et de plusieurs autres facteurs. L'efficacité croissante du transport, du stockage et de la livraison permettent aux consommateurs de réduire l'impact de cette volatilité. En général, les principaux composants du prix du gaz naturel sont :

- le prix de *tête de puits* (le coût du gaz naturel lui-même),
- le coût du transport sur une longue distance,
- le coût de la distribution locale.

En Amérique du Nord, les prix de *tête de puits* ont été les premiers à être libéralisés. Les coûts relatifs au transport sont encore gérés par des offices

gouvernementaux, alors que les organes locaux, les "*local regulatory boards*" gèrent, quant à eux, les coûts locaux de distribution.

Selon l'EIA, sur l'année 2006, le prix de *tête de puits* a représenté 45% du prix du gaz naturel pour le consommateur domestique, alors que le transport et la distribution comptaient pour 55%. Ce sont donc ces derniers qui représentent la plus grande part du prix final payé par le consommateur. En achetant le gaz naturel directement auprès des producteurs ou des *faiseurs du marché*, les utilisateurs industriels et commerciaux peuvent réduire le prix de manière considérable.

Les principaux déterminants de la demande sont l'influence saisonnière et l'activité économique. En raison de l'importance du premier facteur : les conditions climatiques, la demande de gaz naturel est caractérisée par une forte saisonnalité. Les mouvements de population et l'attrait des utilisateurs pour le gaz naturel affectent également la demande. Les évolutions de la législation relative à la pollution atmosphérique pourraient conduire à une croissance de la demande de ce combustible, considéré comme propre. L'offre est influencée par la disponibilité et l'accessibilité au transport ainsi que par la quantité physique de gaz naturel produit et le niveau des stocks.

Les principales références au niveau international sont :

- en Amérique du Nord : le Henry Hub (New York Mercantile Exchange) aux États-Unis, et le AECO (Natural Gas Exchange) au Canada.
- En Europe : l'index Heren (British National Balancing Point) ou le Zeebrugge Hub (Belgique).

Le prix à terme du gaz naturel de l'IPE (International Petroleum Exchange) devrait également devenir une référence internationale étant donné le développement d'un marché concurrentiel en Europe.

3.7.2. Marché et contrats pour la gestion des risques

Les instruments de gestion du risque de prix sont bien adaptés à la gestion d'un risque de prix croissant accompagnant les changements engendrés par la libéralisation. Les contrats à terme et d'options sur le gaz naturel sont principalement échangés sur le New York Mercantile Exchange, l'International Petroleum Exchange et le Kansas City Board of Trade.

3.7.3. Principaux marchés physiques

Indépendamment de l'utilisation d'instruments de gestion des risques, le gaz naturel peut être échangé par l'intermédiaire de contrats pour une livraison physique. Dans ce cas, il existe des ventes au comptant ou des contrats à long terme.

Traditionnellement, les contrats sur le gaz naturel étaient passés à long terme entre les compagnies de gaz naturel et les utilisateurs, avec des prix stables. Ils présentaient un niveau de risque très faible tant en ce qui concernaient l'offre, que le prix, mais

offraient peu de flexibilité. L'importance de ces contrats a diminué notamment en raison de la libéralisation de l'industrie, alors que les marchés au comptant ont renforcé leur présence, et de la demande et une meilleure adaptabilité aux conditions du marché. Les acteurs du marché peuvent alors se constituer un portefeuille de contrats à court ou à plus long terme. Toutefois, il est à noter qu'encore aujourd'hui, la majeure partie du gaz échangé sur le plan international, l'est dans le cadre de contrats à long terme.

Les marchés au comptant sont généralement créés dans des zones où sont concentrés un grand nombre d'acheteurs, de vendeurs et de transporteurs. Ils sont situés près des grandes régions de consommation ou de production de gaz naturel. Des prix au comptant sont alors fixés en divers lieux. Les principales références en matière de prix au comptant en Amérique du Nord sont :

- ▲ New York City Gate,
- ▲ Henry Hub Louisiana,
- ▲ Chicago City Gate,
- ▲ Katy Hub Texas,
- ▲ So. Calif. Border
- ▲ AECO Hub (Canada).

3.7.4. Évolution historique des prix de gaz naturel

Les graphiques suivants illustrent, dans une certaine mesure, l'évolution et la volatilité des prix du gaz naturel au cours des dernières années.

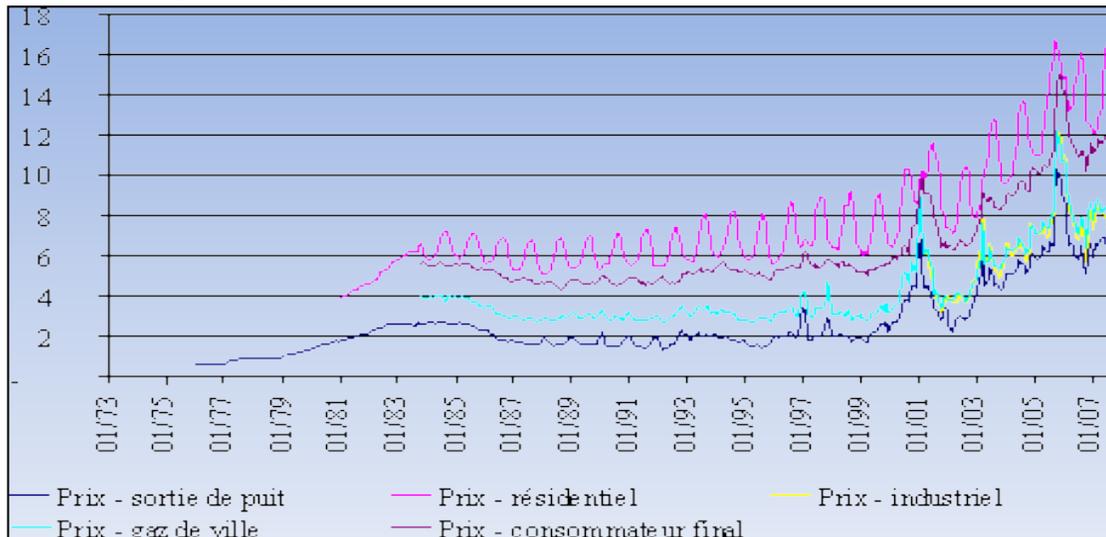


Figure 30: Prix du gaz naturel selon les différents types de consommateurs (USD - base mensuelle), Janvier 1973 - Août 2007

Source: Secrétariat de la CNUCED

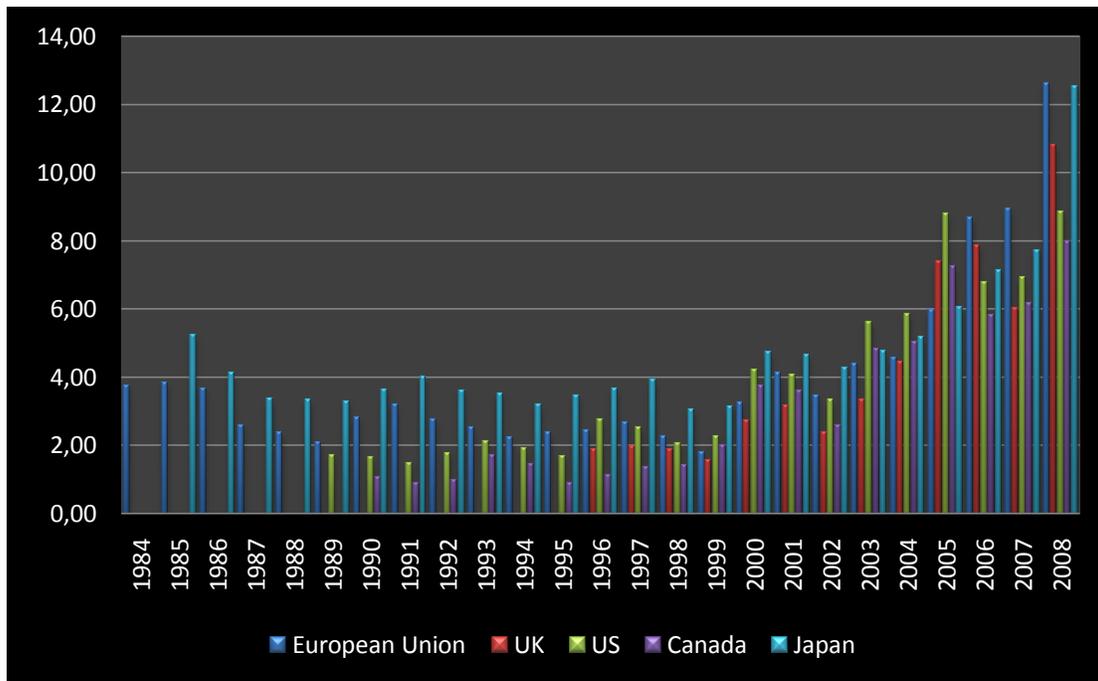


Figure 31: Prix internationaux du Gaz naturel, (USD/millions BTU), 1984 - 2008

Source: BP Statistical Review of World Energy, 2008

Note: le prix CAF Japon est pour le LNG

3.7.5. Politique économique et commerciale « la libéralisation du marché du gaz »

Au cours des deux dernières décennies, la principale tendance du marché du gaz naturel s'est orientée vers la libéralisation aussi bien dans les pays développés, que ceux en développement. On appelle souvent ce processus la déréglementation, bien qu'il ne s'agisse pas d'une absence totale de règles.

Traditionnellement, les gouvernements ont considéré le secteur de l'énergie comme un secteur stratégique et trop important pour le laisser entre les mains du marché. Le gaz naturel était regardé comme un monopole naturel et des entreprises d'État contrôlaient en général cette industrie. A la suite des crises énergétiques des années 1970, le secteur a subi des réformes structurelles afin de l'ouvrir à la concurrence, de réduire les coûts et d'améliorer sa performance économique ainsi que son efficacité. Ces politiques de libéralisation prennent différentes formes et ne se font pas à la même vitesse selon les pays. Elles peuvent englober la privatisation, l'introduction de la concurrence basée sur l'accès des tiers à l'infrastructure d'offre de gaz, le démantèlement des monopoles d'État ou des réformes législatives. Le but est de réduire l'action directe des gouvernements sur les marchés et de fournir du gaz naturel à des prix efficaces, transparents et compétitifs. Le processus de libéralisation a été

initié il y a quelques années aux États-Unis, au Canada, au Royaume-Uni, en Australie ou dans l'Union européenne, par exemple.

Aux États-Unis,

L'industrie du gaz naturel a traversé une phase de profonde mutation avec l'établissement du "Natural Gas Policy Act" en 1978. L'industrie est passée d'un marché presque totalement réglementé à un marché libéralisé. L'Order 636 de 1992 de la "Federal Energy Regulatory Commission" exige que les entreprises de gazoducs séparent leurs activités de transport, de vente et de stockage, ce qui a été très important. Ainsi ces entreprises ont réduit le spectre de leurs activités : de vendeurs, elles sont devenues transporteurs de gaz. De plus, les producteurs, les filiales des sociétés en charge des gazoducs, les distributeurs et les négociants ont dorénavant la possibilité de jouer un rôle plus large en matière d'approvisionnement des utilisateurs.

Au sein de l'Union européenne,

L'objectif est d'ouvrir progressivement les marchés nationaux à la concurrence, renforcer la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité industrielle. La Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil, du 26 juin 2003 établit les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abroge la Directive 98/30/CE.

3.8. Les stratégies énergétiques des états

Les objectifs principaux de la politique énergétique incluent : l'économie, la fiabilité des approvisionnements, le respect de l'environnement, le contrôle de la qualité et la protection des consommateurs. Dans beaucoup de pays, une tendance à une plus grande incitation de la population à une consommation de gaz naturel se dessine. Les législations l'encouragent en raison de la propreté du gaz naturel comparée à d'autres combustibles fossiles. Le gaz naturel joue également un rôle important en matière de diversification des sources d'énergie.

Un cadre institutionnel sur le gaz naturel est également nécessaire afin de favoriser l'investissement et le développement des approvisionnements et de faciliter la construction des infrastructures et le développement de marchés et de réseaux transnationaux.

3.9. Les politiques environnementales

Législation environnementale mondiale, le protocole de Kyoto et les changements environnementaux et climatiques

Les changements climatiques sont une problématique importante et très largement débattue à travers le monde. Des études montrent que l'activité humaine, dont le rejet de gaz à effet de serre fait partie, affecte le climat mondial. En ce sens, le Protocole de

Kyoto peut être considéré comme l'un des instruments de prévention du réchauffement planétaire.

Le protocole de Kyoto (1997) stipule que les parties en présence s'engagent à limiter voire à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, afin d'atteindre d'ici à 2008-2012, une réduction totale d'au moins de 5% des rejets polluants par rapport à leur niveau de 1990. Les objectifs s'étalent à l'intérieur d'une fourchette allant d'une réduction de 8% pour les pays de l'Union européenne, à une augmentation de 10% pour l'Islande. (D'après les termes du protocole, l'Union européenne pourrait répartir son objectif entre ses États membres. Cette répartition a déjà atteint le stade d'un accord connu sous le nom "bulle" de gaz).

Les objectifs recouvrent les émissions de six principaux gaz à effet de serre. À savoir : dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), monoxyde de diazote (N₂O), hydrofluorocarbure (HFCs), perfluorocarbure (PFCs) et hexafluorure de soufre (SF₆). Le processus de ratification du Protocole de Kyoto est encore en cours. À l'occasion de la conférence des parties, sixième session, partie 2, qui s'est tenue à Bonn en juillet 2001, les 180 États-membres (hormis les États-Unis) à la Convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques sont parvenus à un accord concernant le Protocole de Kyoto. Aux termes de cet accord, le Protocole devrait entrer en vigueur et devenir obligatoire après ratification par au moins 55 parties à la convention, représentant un minimum de 55% des émissions de dioxyde de carbone rejetées dans l'atmosphère sur l'année de référence 1990.

Une des manières de réduire les émissions de gaz à effet de serre serait d'encourager l'utilisation de sources d'énergie plus propres. Dans ce cadre, le gaz naturel, en tant que combustible propre, pourrait jouer un rôle important dans une stratégie globale intégrée de réduction des gaz à effet de serre. En outre, le gaz naturel permet d'arriver à des économies d'énergie.

4. LE CHARBON : [1];[5];[7];[18];[19];[20];[21];[22]

Le charbon représente 26% de l'énergie primaire consommée dans le monde. Les réserves prouvées de charbon sont évaluées à 850 voire 1 000 milliards de tonnes métriques, soit de 500 à 600 milliards de tep. Cela correspond à 150 voire 200 ans au rythme actuel de production. Il existe en réalité plusieurs qualités de charbon (lignite, charbons bitumineux, sub-bitumineux, anthracite, etc.), ce qui génère des rentes différentielles.

Six pays se partagent 80% des réserves prouvées : les États-Unis avec au moins 25% du total, la Russie (18%), la Chine (14%), l'Australie (9%), l'Inde (8%) et l'Afrique du Sud (6%). Ces six pays assurent 75% de la production mondiale, le premier pays producteur et consommateur restant la Chine.

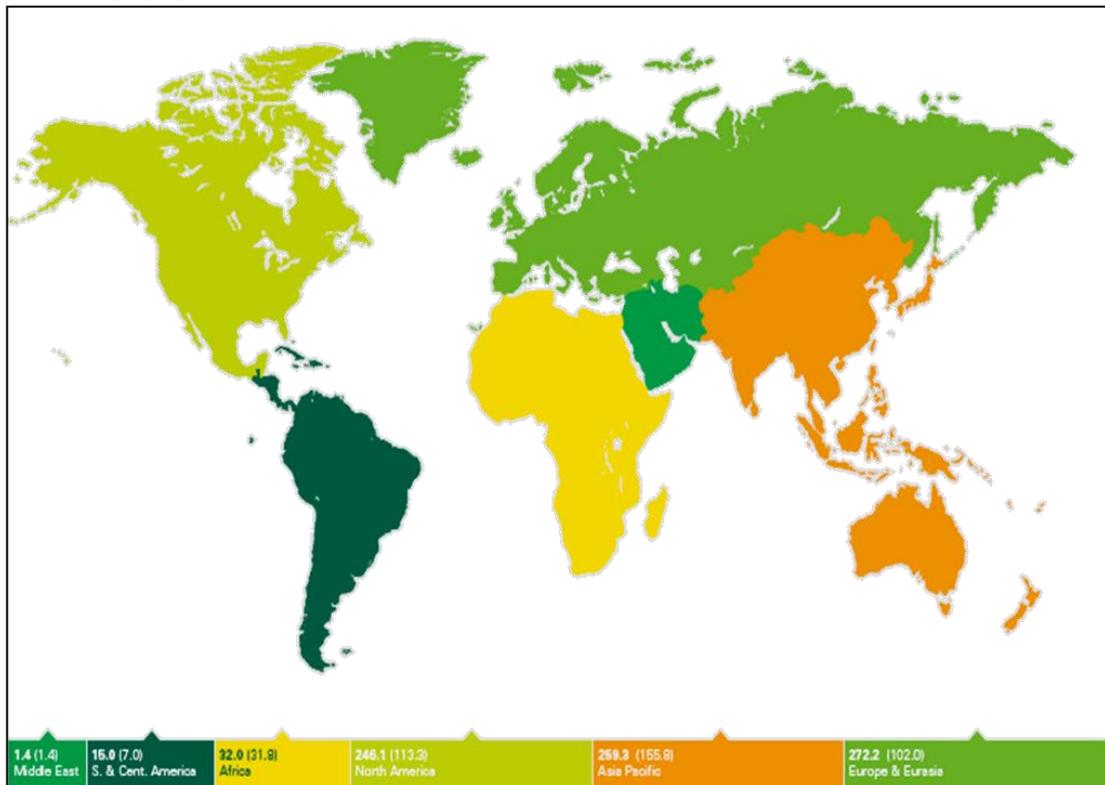


Figure 32: Réserves prouvées de charbon (lignite, charbons bitumineux, sub-bitumineux, anthracite) fin 2008 milles millions de tonnes

Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Les deux graphiques ci-dessous (**Figure 33** et **Figure 33**) représentent successivement la production et la consommation de charbon en Mtep.

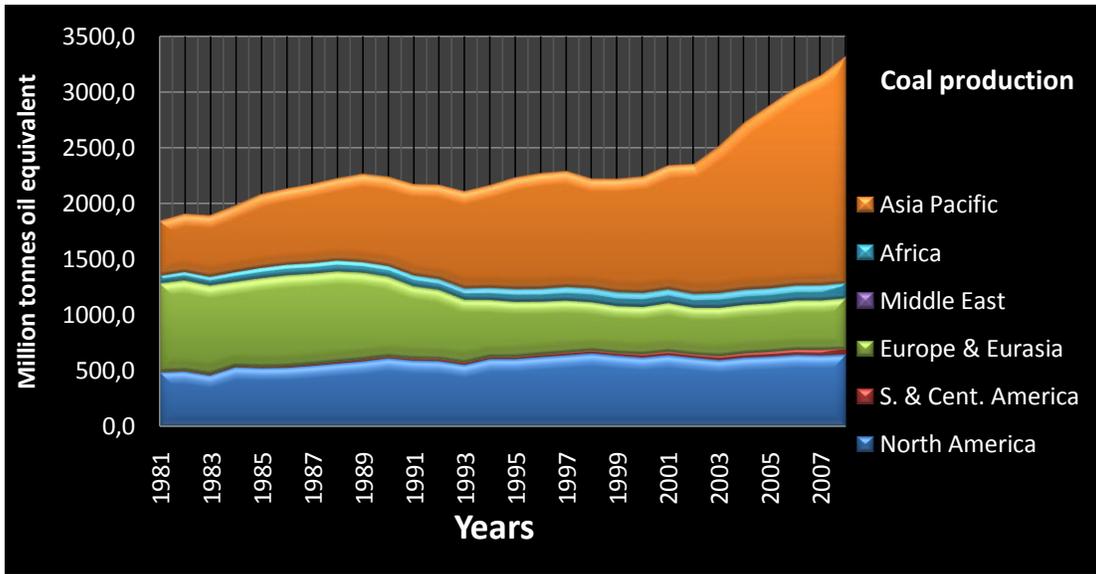


Figure 33: Production mondiale de charbon en Mtep
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

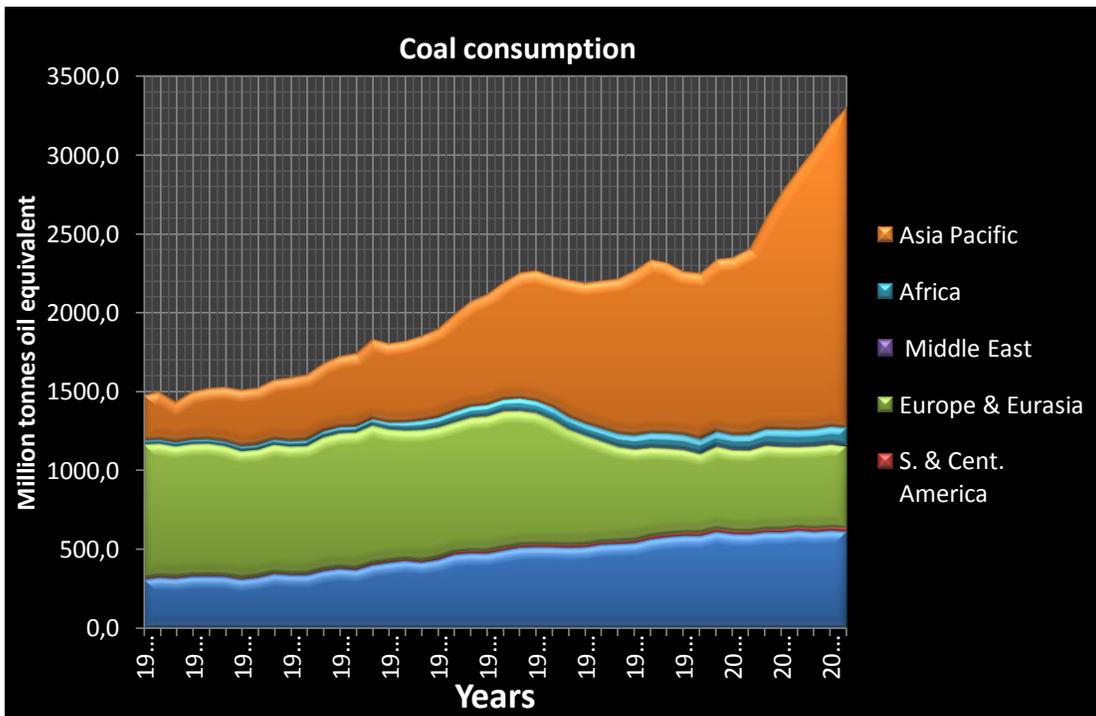


Figure 34: Consommation de charbon en Mtep
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Le charbon est un produit pondéreux donc difficile et coûteux à transporter ; seule une faible proportion de la production (15%) donne lieu aux échanges internationaux.

Le charbon est d'abord consommé là où il est produit. Il existe une double segmentation du marché international du charbon :

- une segmentation qualitative, qui nécessite de distinguer entre le charbon sidérurgique (charbon à coke) et le charbon thermique (charbon-vapeur)
- une segmentation géographique, qui oblige à distinguer entre le marché Atlantique du charbon-vapeur et le marché Pacifique du charbon-vapeur. Le marché du charbon sidérurgique est quant à lui un marché mondial.

Les centrales thermiques absorbent près de 65% du charbon produit dans le monde et la sidérurgie environ 15%. Le reste est consommé par les cimenteries, l'industrie et le secteur résidentiel ou tertiaire. La spécificité de l'industrie charbonnière est que les coûts de transport sont très élevés, que ce soit le transport terrestre ou ferroviaire pour amener le charbon des mines aux ports ou le transport maritime international. À titre d'exemple, les coûts de transport représentent près de 50% du prix CIF du charbon rendu Rotterdam. Comme le souligne Martin-Amouroux (2008), « des coûts de transport élevés font que n'importe quel acheteur ne peut pas s'approvisionner n'importe où ». Les principaux pays acheteurs de charbon sidérurgique sont le Japon, la Corée, Taïwan, l'Allemagne, l'Angleterre. Les principaux pays acheteurs de charbon-vapeur sont là encore les pays d'Asie (dont le Japon), l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord. Le marché international du charbon est donc dominé par les pays de l'OCDE (80 à 90% des échanges). Les principaux pays exportateurs de charbon à coke sont l'Australie, loin devant l'Indonésie, le Canada, les États-Unis et la Russie. Les principaux pays exportateurs de charbon-vapeur sont l'Indonésie et l'Australie, loin devant l'Afrique du Sud, la Russie, la Chine et la Colombie. Le Vietnam devrait jouer un rôle croissant sur le marché mondial dans le futur. A noter que les échanges de charbon vapeur sont près de trois fois plus importants que ceux de charbon à coke.

Les « barrières à l'entrée » restent modestes au niveau de la production de charbon mais elles sont élevées au niveau de son transport international. Les échanges internationaux sont dominés par quelques grands groupes anglo-australiens ou américains : Xstrata, BHP Billiton, Bumi Resources, Anglo American, Rio Tinto, Peabody, etc. Nous ne parlons pas de « peak coal », car les réserves et les découvertes potentielles restent abondantes, ni de risque politique puisque ces réserves sont assez bien réparties géographiquement et souvent importantes dans les pays de l'OCDE. En revanche, le pouvoir de marché de certains opérateurs est loin d'être négligeable surtout si l'on évoque les projets de fusion entre BHP Billiton et Rio Tinto, qui inquiètent aussi bien la Commission Européenne que les autorités chinoises. Si le projet d'OPA inamicale de BHP Billiton sur Rio Tinto voit le jour, le groupe risque de bénéficier d'une position dominante sur le marché du charbon et celui du minerai de fer. Les compagnies pétrolières sont peu présentes dans l'industrie charbonnière à l'exception d'Exxon-Mobil, de Chevron-Texaco ou de Total.

La segmentation géographique des échanges internationaux peut être mise en évidence à l'aide de quelques tests, comme le rappelle Martin-Amouroux (2008, p.291) : le test LIFO et le test LOFI, développés par Elzinga-Hogarty. Le premier test regarde si tous les achats d'une région sont bien issus d'une même aire géographique donnée et le second permet d'identifier les plus petites régions qu'il faut prendre en compte pour retenir la totalité des expéditeurs en provenance d'une aire géographique donnée. Nous pouvons aussi utiliser des tests de cointégration qui permettent de conclure que des régions différentes constituent un seul marché lorsque leurs prix sont cointégrés. « Ces tests montrent que le marché du coke est mondial alors que celui du charbon-vapeur reste régionalisé ».

4.1. Consommation propre et exportation

Cinq sixièmes de tout le charbon extrait dans le monde sont utilisés dans les pays d'extraction eux-mêmes. Seulement un sixième du total extrait (environ 4,5 milliards de tonnes), c'est-à-dire 790 mégatonnes, arrive sur le marché mondial. Dont 10% (ou 78 mégatonnes) représentent les livraisons entre pays voisins ou associés. Par contre, le commerce maritime, qui a fortement augmenté depuis la 2^{ème} crise de pétrole, comprend 90% du commerce international (712 mégatonnes). Pendant les deux décennies passées, le transport maritime de charbon-vapeur croissait de 8% par an, tandis que celui du charbon de coke n'augmentait, comme la consommation mondiale du charbon, que de 2% par an. La raison pour laquelle un pays importe du charbon ne dépend pas seulement de la disponibilité des propres réserves, mais aussi du besoin en certaines sortes ou qualités de charbon. Également il est possible que pour des raisons logistiques, il est plus rentable d'exporter d'une région et en même temps d'importer par une autre.

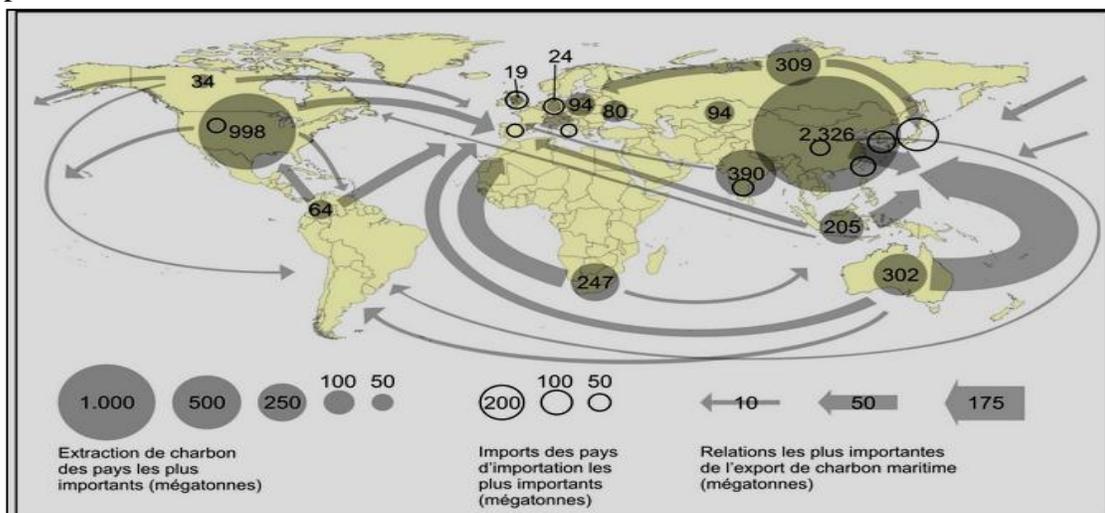


Figure 35: Major trade movements

Source : VDKI 2007

Le marché mondial est servi par 400 mines de 120 entreprises, dont une partie agit sur le plan international et dont cinq représentent un tiers du marché mondial maritime. Face à la part importante des coûts de transport au prix final, pouvant obtenir dans le cas extrême jusqu'à 70%, le marché mondial de charbon-vapeur consiste de deux marchés régionaux, qui se recoupent en temps de prix élevés. Le marché Atlantique, représentant 40% du commerce mondial, est principalement influencé par les grands pays importateurs de l'Europe de l'Ouest, notamment la Grande-Bretagne, l'Allemagne et l'Espagne, qui remplacent leur extraction non rentable. En Amérique latine, le croissant besoin d'électricité entraîne une augmentation de la demande. Mais la part des États-Unis est entre-temps aussi montée à 12%.

Trois quarts du marché atlantique sont servis par l'Afrique du Sud, la Colombie, la Russie, mais aussi par la Pologne, le Venezuela et les États-Unis. Le marché Pacifique, qui est avec 60% du marché mondial le plus grand, est dominé par les pays importateurs asiatiques, notamment le Japon, la Corée et le Taiwan. Il est principalement servi par l'Australie et l'Indonésie, mais aussi par la Russie et le Vietnam. La Chine devenait en 2005 importateur net. L'Afrique du Sud et notamment l'Australie, le plus grand exportateur de charbon au monde, exportant $\frac{3}{4}$ de son extraction, servent tous les deux marchés. Plus que 75% des exportations australiennes vont sur le marché asiatique, et le reste vers l'Europe, l'Amérique et l'Afrique. Avec une part de $\frac{2}{3}$, l'Australie est aussi avant les États-Unis et le Canada le plus grand exportateur du cher charbon de coke.

4.2. Le marché mondial du charbon

Il est constitué non pas d'un seul, mais de trois marchés distincts :

- **Le marché du charbon-vapeur Pacifique**, mené par le géant australien challengé par l'Indonésie, brasse 86 des 140 Mt de charbon-vapeur exportées sur le premier trimestre 2009.
- **Sur le marché Atlantique** (54Mt), l'Afrique du Sud (14,6Mt au premier trimestre 2009) a cédé sa place de leader à la Russie (20,4Mt) et à la Colombie (15,5Mt). Elle est suivie de loin par le Venezuela et les États-Unis.
- **Le marché métallurgique (coke)**, lui, appartient sans conteste à l'Australie (suivie de loin par le Canada, la Chine, la Russie et les États-Unis), avec 21,5 Mt sur les 29,6 Mt exportées sur le premier trimestre 2009.

L'Europe est le seul marché où l'utilisation du charbon décroît (plus de 780 Mt consommées en 2008 contre 814 Mt en 2007). L'Afrique du Sud, l'un des premiers fournisseurs du marché européen, alimente donc de plus en plus l'Asie.

4.3. Prix: un trend haussier à long terme ; la formation de prix de charbon

En général, les transactions se font dans le cadre de contrats à moyen ou long terme (5 à 10 ans) pour fixer les quantités échangées mais les prix sont négociés chaque année. Elles peuvent aussi se faire par appels d'offres. Dans le cas du charbon à coke et du charbon-vapeur de la région Pacifique, c'est le système des contrats à long terme qui domine ; dans le cas du charbon-vapeur de la région Atlantique, c'est surtout le système des appels d'offres.

Les prix du charbon restent largement déconnectés des prix du pétrole et du gaz et ils sont longtemps restés à des niveaux faibles et stables. La volatilité des prix a traditionnellement été faible. Mais les choses ont changé en 2007, car les prix du charbon se sont envolés, surtout ceux du charbon à coke. Cela est dû à deux causes principales ; la forte demande asiatique (Chine et Inde) face à une offre contrainte, d'une part, l'augmentation du coût du fret maritime, d'autre part. Ainsi, le prix FOB du charbon thermique est passé de 20 US\$ par tonne métrique en juillet 2002 à 52 US\$ en juillet 2007 puis à 120 US\$ en février 2008 au départ du port australien de Newcastle. La hausse du prix du charbon à coke a été encore plus sensible puisqu'on est passé de 100 US\$ la tonne en moyenne début 2007 à près de 300 US\$ la tonne au premier trimestre 2008, soit une hausse de 200% en un an. Depuis septembre 2008, le marché s'est retourné et les prix sont maintenant orientés à la baisse. L'offre a eu du mal ces dernières années à suivre la demande en raison d'inondations dans les mines australiennes, de coupures d'électricité dans les mines sud-africaines et d'intempéries dues à la neige en Chine. Les coûts de transport se sont eux aussi envolés car la chaîne logistique charbonnière s'est révélée à la fois sous-dimensionnée et vétuste : goulots d'étranglement au niveau du transport sur terre (voies ferrées), pénurie de navires mobilisés par le transport des autres matières premières vers la Chine. Ainsi, le coût du fret maritime entre l'Afrique du Sud et Rotterdam est passé de 6\$ la tonne métrique en 2002 à plus de 50 US\$ fin 2007-début 2008. L'indice Baltic Dry (BDI), qui mesure la moyenne des prix pratiqués sur 24 routes mondiales de transport en vrac de matières sèches (minerais, métaux, charbons, céréales), est néanmoins tombé le 21 octobre 2008 à son plus bas niveau depuis novembre 2002 et on anticipe maintenant des surcapacités au niveau des vraquiers de grande taille (les « cape size » de 150 000 à 170 000 tonnes de capacité). Le BDI est considéré comme un bon indicateur de l'activité économique mondiale puisque 90% des échanges mondiaux de marchandises se font par fret maritime.

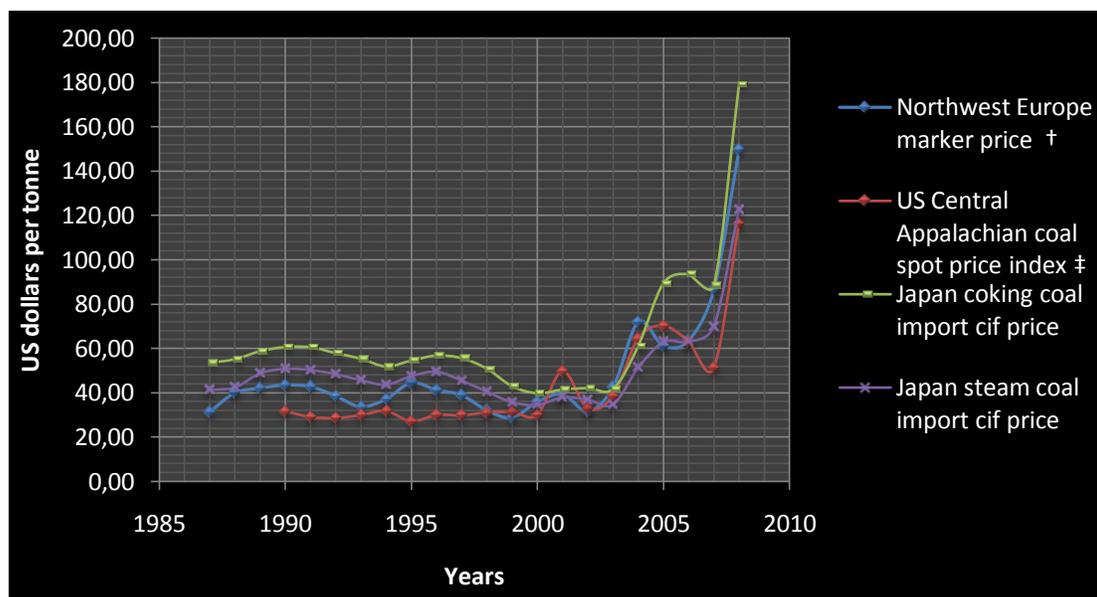


Figure 36: Prix de charbon en US dollar /tonne
Source: BP statistical review of world energy full report 2009

Après une baisse drastique des années 1980 à 2003 (de 60 US\$ à 40 US\$), on a assisté à une envolée des prix en 2007/08 (150 US\$ tonne charbon vapeur, plus de 300 US\$/t cokéfiables spot en mars 2008). Plusieurs causes sont évoquées pour expliquer cette hausse : accidents climatiques, techniques, incidents et hausse des coûts du transport liée à celle des prix du pétrole, demande globale en hausse, développement insuffisant de l'exploitation par manque d'investissement, nationalisation partielle des ressources (comme au Venezuela, ou en Afrique du Sud où la nouvelle charte minière prévoit que les sociétés doivent céder 26% de leur capital d'ici 2014)...

Aujourd'hui, le charbon-vapeur FOB Afrique du Sud avoisine les 60\$, prix en chute continue (219 US\$ en août 2008, 90 US\$ en décembre, et 68 US\$ en mars 2009). La demande reste relativement faible par rapport aux prix du marché. Sur le charbon métallurgique, on assiste à une consolidation après le pic de l'été 2008 (330 US\$ la tonne transport et assurance payés par le vendeur), avec des prix 2009/10 négociés entre 120-125 US\$ la tonne pour le hard coking coal et 75-80 US\$ pour le low-volatile PCI.

4.4. Une baisse exceptionnelle des échanges

Au premier trimestre 2009, pour la première fois depuis plusieurs années, Eurocoal note une baisse de 8% des échanges de charbon, avec une nuance : pour le charbon-vapeur, le marché atlantique a vu le niveau des exportations baisser (-2,8Mt, à 53,9 Mt), malgré la hausse des exportations Sud Africaines (+1,3 Mt) et Russes (+0,4Mt),

alors que le marché pacifique est en légère hausse. Le charbon cokéfiabie, lui, prend de plein fouet la crise économique et voit les exportations mondiales chuter lourdement (-12,9 Mt, à 29,9 Mt).

4.4.1. Le cas particulier de la chine

La Chine devient importateur net en 2007, non pas à cause d'un rapport D/P inversé mais parce que les industries sidérurgiques et électriques étant situées près des ports, les prix à l'import étaient passés sous les prix nationaux. À l'origine de cette hausse, une augmentation de 15 à 25% des taxes à l'export, décidée par un gouvernement désireux d'assurer l'approvisionnement de ses sidérurgies nationales. Le marché du charbon chinois s'est effondré, avec seulement 20 000t de coke exportée en avril 2009. En mars le coke chinois FOB était à 420 US\$/t, en hausse après la chute de l'hiver 2008.

5. LE PRIX DE L'URANIUM

Les réserves d'uranium sont estimées à 5,3 millions de tonnes pour une consommation annuelle de l'ordre de 64 000 tonnes, ce qui correspond à 85 ans de disponibilité si on fait référence aux réacteurs actuels de 3^{ème} génération. Avec les réacteurs à neutrons rapides (4^{ème} génération), les réserves sont multipliées par 100 puisqu'on peut cette fois utiliser à la fois l'uranium 235 et l'uranium 238. Il s'agit de ressources estimées récupérables à un coût d'extraction inférieur à 130 US\$/kg d'uranium. Les ressources sont situées principalement en Australie (23% des réserves mondiales), au Kazakhstan (16%), au Canada (11%), aux États-Unis (10%), en Afrique du Sud (8%), en Namibie (6%) et au Niger (5%).

Les principaux producteurs sont le Canada, l'Australie, le Kazakhstan, le Niger. L'essentiel (70%) de l'uranium produit est vendu sur le marché international puisque certains producteurs n'ont pas de programme nucléaire. C'est le cas notamment de l'Australie, du Niger et de la Namibie. Les échanges internationaux se font pour plus de 90% dans le cadre de contrats à long terme et pour moins de 10% sur un marché « spot ». Actuellement, sur les 64 000 tonnes échangées, environ 70% correspondent à de la production mais 30% proviennent d'un déstockage issu de stocks militaires. Suite au démantèlement de l'URSS et à la signature de l'accord « Highly Enriched Uranium », d'importants stocks militaires ont été mis à la disposition d'usages civils à un prix très compétitif à la fin des années 1980. Les prix de l'uranium sont de ce fait restés très bas entre 1989 et 2005. Depuis 2005, les prix se sont envolés puisqu'on a atteint 120 US\$ la livre d'U3O8 sur le marché spot fin 2007. Cela est dû à la relance des programmes nucléaires dans le monde mais également à l'épuisement des stocks militaires accumulés dans le passé. Pendant près de 15 ans, de 1990 à 2005, la demande d'uranium était supérieure à la production mais l'existence des stocks militaires avait permis le maintien de prix très bas (de l'ordre de 20 à 30 US\$ la livre d'U3O8). La production d'uranium est maintenant répartie et les prix se sont stabilisés aux alentours de 70 US\$ la livre d'U3O8 fin 2008.

Le grand atout du nucléaire est que le prix de revient du kWh est peu sensible au prix de l'uranium. Certes, le coût du cycle du combustible représente environ 20% du prix de revient du kWh mais ce cycle comprend toutes les transformations physiques et chimiques qu'il faut faire subir à l'uranium naturel pour en faire un combustible utilisable. En conséquence, le prix du minerai d'uranium ne dépasse guère 7% du coût total du kWh.

La relance du nucléaire dans le monde ne devrait pas peser trop fortement sur le prix de l'uranium car les réserves sont abondantes et assez bien réparties au sein des pays de l'OCDE.

5. PETROLE, DENREES ALIMENTAIRES ET L'OR

La hausse brutale des prix des denrées alimentaires durant ces dernières années est due essentiellement à l'accroissement de la demande des certains produits utilisés comme biocombustibles pour la production de biocarburants (maïs) (les politiques adoptées par les USA et l'UE ont contribué à augmenter la production de biocarburant qui ont affamé les pays pauvres du Sud).

Nous pouvons aussi ajouter la hausse vertigineuse des cours de pétrole due à la spéculation, la demande importante des pays émergents (les pays du BRIC), le déclin inexorable des réserves et les préoccupations environnementales, ont conduit à la recherche de nouvelles sources d'énergie.

De ce fait, le prix élevé du pétrole, a eu aussi une incidence directe sur les coûts de production et les prix. Enfin la croissance économique remarquable de certaines économies émergentes, en particulier la Chine et l'Inde a augmenté la demande des produits alimentaires, notamment les produits de l'élevage (céréales et oléagineux).

Nous pouvons aussi avancer comme argument, qu'une part des hausses, peut être attribuée à la dépréciation du dollar par rapport aux autres devises, dans lequel les prix internationaux sont généralement libellés. Exprimées dans d'autres devises, les hausses sont moins spectaculaires et correspondent aux variations historiques.

Pour ce qui est des cours de l'or, C'est avant tout une valeur sûre Les cours de l'or obéissent aux lois du marché, et cela depuis la rupture des accords de Bretton Woods et l'annulation de la convertibilité or-dollar en 1971.

Malgré les fluctuations que peut connaître les cours de l'or, il reste toujours la valeur refuge par excellence durant les périodes de crise financières, économiques et de guerres, notons aussi que les cours progressent avec une tendance haussière malgré de légers balancements.

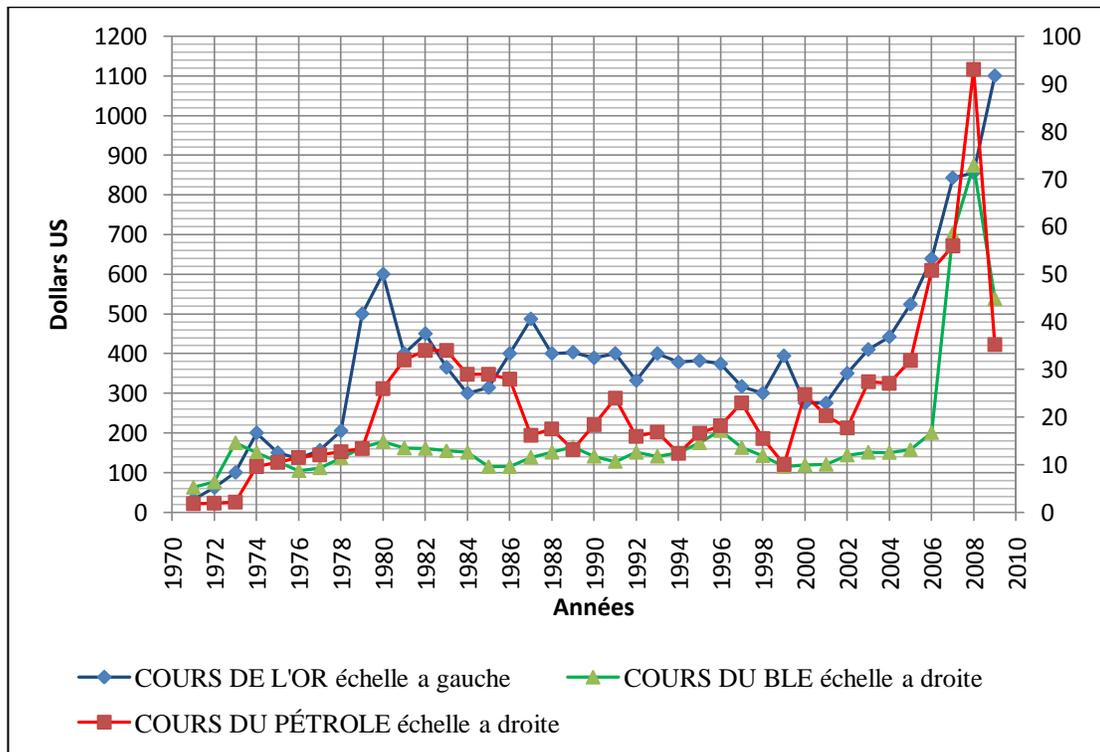


Figure 37: évolution de prix du pétrole, de l'or et de blé

L'observation des ratios des prix de pétrole par ceux de l'or, donne une moyenne historique de 15. ce rapport est passé à plus de 20 durant la crise de l'automne 2008. les spécialistes jugent qu'un ratio de plus de 20, fait du pétrole intéressant comme investissement complémentaire à l'or.

Notons que ce ratio a connu de fortes variations durant les périodes, tels que le premier et le second choc pétrolier, et durant les périodes de récession, qu'a connu l'économie mondiale.

D'autre part, l'observation du ratio du prix de l'or par celui du blé (denrée alimentaire), ce dernier n'est pas dispensé des multiples fluctuations, due d'un coté aux perturbations du marché mondial de denrées alimentaires (mauvaises récoltes, forte demande des pays émergents), et au fort recours à l'or en période de crise, ce qui pousse les prix à la hausse.

Malgré la hausse vertigineuse des prix du pétrole, des denrées alimentaires et de l'or, les prix réels restent toujours faibles, du fait de l'inflation, et de la dépréciation du dollar au cours de ces dernières années.

6. LES PREVISIONS DE PRIX DU PETROLE

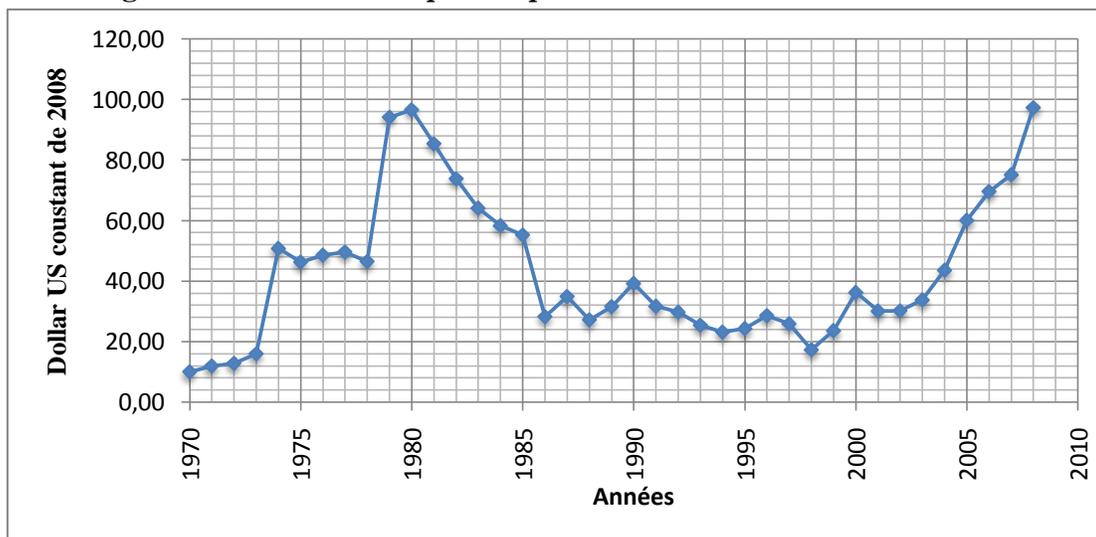
6.1. La détermination du prix du pétrole et sa prévision.

L'industrie du pétrole a quelque chose de mystérieux : Ceux qui la connaissent n'en parlent pas. Ceux qui ne la connaissent l'ignorent généralement ». C'est ainsi que Paul Frenkel qualifiait le « milieu pétrolier ». L'histoire du pétrole a connu plusieurs développements. Connue depuis des temps immémoriaux, l'industrie du pétrole a démarré dans sa version moderne vers le milieu du XIXe siècle, d'abord en Europe plus précisément en Roumanie puis dans la Russie tsariste avec le pétrole de Bakou en Azerbaïdjan actuel avant de démarrer aux Etats-Unis grâce à un certain aventurier ancien employé des Chemins de Fer américains et qui se faisait appeler Colonel Drake. Le pétrole jaillit dans l'Oil Creek Valley en 1859 d'un puits foré à 30 mètres de profondeur. Ce fut le démarrage de l'industrie pétrole de l'ère moderne. Un certain Rockefeller créa la première compagnie du pétrole : La Standard Oil qui devrait donner lieu à plusieurs autres sociétés avant que le cartel ne soit démantelé « sur le papier »..

Le pétrole était stocké dans des barils de 159 litres embarqués sur des wagons et transportés vers les premières raffineries de distillation rudimentaires avant que les procédés de valorisation n'apparaissent dans les années 20 du siècle dernier (reforming, cracking, visbreaking.)

Le prix du pétrole devait refléter plusieurs paramètres, les coûts d'exploration, de forage, voire de transport vers le lieu de vente. Son évolution en dollars constants à partir des années 70 du XIXe siècle est donné sur la figure suivante.

Figure 38 : évolutions de prix du pétrole en dollar US constant de 2008



On constate que le prix du pétrole après une période de stabilité jusque au début des années 60 a commencé à être sensible à d'autres paramètres. On parle de « fondamentaux » « the fundamentals ». Ces paramètres commencent à intégrer la valeur du pétrole en terme de sous produits notamment légers (essence , kérosène) , sa teneur en soufre , et sa proximité des marchés.

On a alors pris un pétrole de référence : « le marker crude » Ce sera « l'Arabian light » qui est un pétrole moyen en terme de densité . le prix d'un pétrole donné sera alors celui de l'Arabian light auquel est ajouté un différentiel de qualité et de proximité

Prix du Sahara Blend = Prix de l'Arabian Light +/- Différentiel de densité, de %soufre et de proximité.

Ce différentiel est en faveur du Sahara Blend de 1 à 3 dollars.

Par la suite ,au début des années 80, l'Opep qui utilisait comme pétrole de référence l'Arabian light s'est « faite dépossédée » en ce sens qu'un autre pétrole de référence ont été utilisés indépendamment des pétroles américains dont le plus connu et le plus ancien est le WTI (West Texas Intermediate) . En Europe on utilisera le Brent de Mer Du Nord gisement de la mer du Nord exploité au milieu des années 70 et actuellement sur le déclin

Par la suite, la mondialisation aidant , la financiarisation de l'économie a permit d'introduire de nouveaux « produits dérivés » s'agissant de la vente du pétrole. Nous allons les citer sans les commenter :

Le Net Back

Les futures,

Le swap...

Tous ces « outils » ont amené à la spéculation qui fait que les volumes échangés sont certaines fois dix fois supérieures au cours des transactions aux cargaisons réelles. Un bateau de 200.000 tonnes peut changer plusieurs fois de propriétaires qui chacun au passage en le revendant dégage une plus value. La cargaison change plusieurs fois de cap avant d'atteindre sa destination finale.

La spéculation a connu son apogée en juillet 2008 avec un prix à 147 dollars. Le ministre algérien de l'énergie à l'époque, pensait que la part de la spéculation était d'environ 50 dollars. Voilà donc des courtiers « traders » confortablement installés dans une salle climatisée affolent la planète et ruinent les petits pays qui n'ont pas les moyens de payer le pétrole à des prix élevés. Juste retour des choses, dans le prix du pétrole *on parle aussi de la psychologie des acteurs et de la situation géopolitique*. C'est ainsi que l'on explique l'augmentation des prix du pétrole en octobre 1973 imputant cela aux Arabes voulant punir les pays qui ont soutenu Israël.

En fait, l'OPEP créé il faut le dire pour défendre les intérêts des pays producteurs partant du constat qu'en dollars constants le prix du pétrole s'est détérioré a tenté de

défendre un prix juste. Ce que l'on ne savait pas, c'était que les États-Unis poussaient à la hausse des prix du pétrole en 1973. Trois raisons à cela, d'abord les pays européens et le Japon commençaient à menacer économiquement les États-Unis. Celle-ci n'arrivait plus à suivre du fait que la guerre du Vietnam l'avait amené à trop dépenser et à beaucoup imprimer de dollars papier sans contrepartie en or. En conséquence les États-Unis ont compris que la seule façon de freiner l'Europe et le Japon, très dépendants du pétrole c'est de leur faire payer une facture pétrolière élevée.

Naturellement les États-Unis se sont retournés contre les pays Arabes. C'est justement à cette occasion que l'AIE a été créé par le secrétaire d'Etat Henry Kissinger qui avait prédit : « Dans 10 ans il n'y aura plus d'OPEP ». Ce qui arriva effectivement, l'OPEP des pionniers des « Belaid Abdesselam, des Cheikh Zaki Yamani » a disparu au profit d'une OPEP appendice de l'Arabie Saoudite elle-même aux ordres des États-Unis mais ceci est une autre histoire...

Dans le prix de l'essence vendu au consommateur on a l'habitude d'incriminer le prix du pétrole chaque fois qu'il y a une augmentation il faut connaître les composantes du prix. Pour un litre d'essence vendu 1,4 euros en France, la part du pétrole est à peine de 10 %, celle du transport, raffinage et distribution 10 %, le reste soit 80 %, concerne les taxes !! Qui sont variables d'un pays à l'autre. En Europe elles sont en moyenne de 75% mais à peine de 35% aux États-Unis. Le pays ayant le parc de voitures le plus important du monde et le lobby des constructeurs de voitures est puissants. Dans les pays rentiers de l'OPEP, la palme d'or est décernée au Venezuela (2centimes d'euros le litre) Nous ne sommes pas loin avec le prix administré de 20 centimes d'euros ce qui explique le gaspillage et l'épuisement rapide et inéluctable par absence d'une politique cohérente de l'énergie

6.2. Les prévisions pour les prix du pétrole

Juillet 2008, le prix du baril de pétrole a touché à son pic historique, depuis le début de l'ère pétrolier (en dollar courant, 147 US\$). Le déclin inexorable du pétrole, le peak oil est une réalité, la lourdeur des investissements font que le prix du pétrole sera de plus en plus erratique. Cependant il est curieux de constater que la majorité des scénarios proposés par les différents instituts agences donnent des prévisions régulièrement démentis par la réalité du terrain. Au début des années 2000 tous les scénarios de l'AIE et même ceux du Département Américain de l'Energie (DOEA) fixaient un prix autour de 30 dollars en 2030 dans les publications jusqu'en 2007 !

C'est dire si les études sont sujettes à questionnement. Il n'empêche les études continuent et l'AIE ainsi que le WEO rivalisent de prévisions...

Une estimation est donnée par le WEO (World Energy Outlook) à partir du « World Energy model ». Le WEO estime que la croissance de la demande va être de

1% par an jusqu'en 2030 pour donc arrivé à 105 Mb/j. le modèle donne donc un prix de 115 US\$/b. ces prévisions ont été revus durant chaque rapport, les hypothèses adoptées il y a un an ont été doublées : ainsi, la fourchette de 59US\$ à 62US\$/b sur 2010-2030 du WEO-07 a été portée à 100 US\$/b pour 2010 et 122 US\$/b pour 2030, et 115 US\$ pour 2030 dans la nouvelle édition de ce rapport WEO 2009 (voir tableau ci-dessous).

Tableau 2 : Prévision de l'AIE de la demande du pétrole et prix a l'horizon 2030

	WEO 2002		WEO 2007		WEO 2008		WEO 2009	
	2010	2030	2010	2030	2010	2030	2010	2030
Pétrole (US\$ /b)	21	29	59	62	100	122	100	115

Source: World Energy Outlook 2009

Toutes ces études nous donnent des prix en dollars courants. Nous avons vu qu'il y a une grande différence notamment due à l'inflation. Il faut se souvenir que les 147 dollars de juillet 2008 valent à peine le prix du pétrole de 1982, lequel prix est loin du prix du pétrole plus d'un siècle plus tôt en !

D'après les scénarios du WEC la demande mondiale de pétrole devrait augmenter de 1 % par an en moyenne durant la période considérée, et passer de 85 Mb/j en 2008 à 105 Mb/j en 2030. Cette augmentation provient en totalité des pays non membres de l'OCDE : en fait, la demande de la zone OCDE décroît. Le secteur des transports est à l'origine de 97 % de cette augmentation. Étant donné que la production de pétrole conventionnel des pays non membres de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) culmine vers 2010, la production supplémentaire devra venir des pays de l'OPEP, détenteurs de la majorité des réserves récupérables de pétrole conventionnel.

De son côté, le groupe de recherche IXIS, qui par son article avance une thèse d'envolée des prix, qui prend en considération trois facteurs. Tout d'abord une prise en compte des perspectives des capacités mondiales de production, l'élasticité de la demande au PIB, et l'importance de l'évolution de la demande.

D'après la thèse avancée, et les perspectives concernant l'évolution de la demande et de l'offre et de l'élasticité, le groupe IXIS estime que l'offre et la demande seront

respectivement de 100 et 116,3 Mb/j, et en tenant compte d'une élasticité de -0,04. ceci nous donne un prix de 351 US\$/b, ce qui entrainera une baisse de 16,3% de la demande.

Soit x la valeur avec laquelle il faut multiplier le prix du baril de pétrole. On prend une élasticité de -0.04.

On a donc une offre de 100Mbj et une demande de 116,3Mbj qu'il faut réduire par l'intermédiaire d'une augmentation du prix du baril

On va donc avoir comme équation :

$$100/116,3 = X^{-0,04} \dots\dots\dots(1)$$

$$\ln\left(\frac{100}{116,3}\right) = -0,04 \times \ln X \dots\dots\dots(2)$$

$$X = e^{-\left(\ln\left(\frac{100}{116,3}\right)/0,04\right)} \dots\dots\dots(3)$$

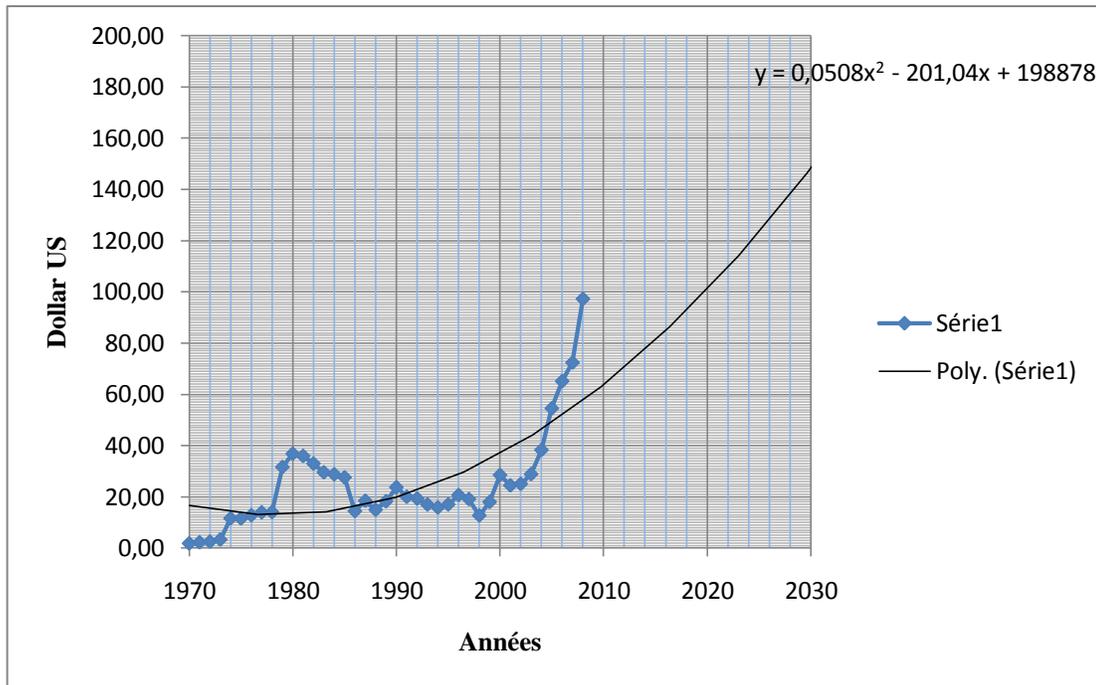
Ce qui faut signaler, et que ces études ne tient pas en compte, que nous consommons chaque année plus que nous découvrons de ressources physiques, il s'agit bien là du total des ressources physiques encore appelées réservoirs, et non de ce que nous parviendrons à en extraire qui sera encore inférieur. les champs géants c'est-à-dire ceux qui font la différence au total mondial des ressources, n'ont fait l'objet d'aucune découverte significative depuis 1980.

6.3. Proposition d'un modèle prévisionnel

- **Premier scénario**

Nous avons essayé de prévoir l'évolution des cours de pétrole pour les deux prochaines décennies. En premier lieu, nous avons établi une prévision en se basant uniquement sur une évolution de la tendance au fil des années (*fil de l'eau*). le résultats obtenu, annonce un prix de près de 150 US\$ courant à l'horizon de 2030.

Figure 39 : Prédiction des prix de pétrole par le modèle « fil de l'eau » en US dollar courant



Ce modèle suppose qu'il n'y a pas d'interférence externe (événements géopolitiques, climatiques..), le prix courant ne reflète pas la réalité car il suppose que l'inflation est la même dans vingt ans ce qui n'est pas vérifié. De plus, il ne tient pas compte de l'épuisement prochain des réserves.

- **Deuxième scénario :**

En une deuxième approche, nous avons simulé plusieurs modèles économétriques auto-projectifs, avec le logiciel SPSS 17.0. Le modèle le plus adapté à notre série chronologique, s'avère être le modèle ARIMA (3,0,0) avec lequel nous avons obtenu un coefficient de corrélation égale à 0,882.

D'après ce modèle, le prix du pétrole à l'horizon de 2030, sera de 64 US\$. Les prix sont bas. Cela pourrait s'expliquer par le fait que le modèle utilisé, tient compte de la dynamique des prix le long de la série chronologique. La chronologie des cours de pétrole est sujette d'alternance de hausse et de baisse, et notre modèle nous laisse prévoir une phase de baisse pour les décennies à venir.

Les prévisions à l'horizon de 2030, faites par quelques organismes, et les nôtres, sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau 3 : récapitulatif des prévisions de prix de pétrole

Organisme	Prévision (modèle)
WEO	115 US\$
IXIS	351 US\$
ARIMA (3,0,0)	64 US\$
Fil de l'eau	150 US\$

Conclusion

Malgré les efforts des différents organismes internationaux, et centres de recherches avancés, de prévoir des cours du pétrole, ces travaux ne sont pas vérifiés, du fait que le marché pétrolier n'est pas uniquement une simple confrontation « demande physique - offre physique ». Il dépend aussi d'un nombre de paramètres non quantifiables tels les tensions géopolitiques, les crises financières, et le fait que cette ressource se fera de plus en plus rare, et les Etats feront tout pour s'accaparer de cette source d'énergie à nulle autre pareille. Le prix n'aura plus, alors, aucune signification puisqu'il n'y aura plus de marché physique chaque pays conquérant ayant à gérer les ressources qu'il a conquises. Ce qui explique la différence des prévisions faites par les différents organismes, ainsi que les nôtres.

PARTIE III : L'ENERGIE EN ALGERIE

1. L'ECONOMIE ALGERIENNE : [28];[27];[26];[25];[6];[5] ;[29].

1.1. Présentation

Aujourd'hui l'Algérie présente une situation économique favorable tant sur la plan interne qu'au niveau externe, du fait de l'augmentation très soutenue des prix de pétrole, la croissance économique du pays due essentiellement à la rente a suivi une progression constante et stable, passant de 2,1% en 2001 à 5,3% en 2005, avec un pic de 6,8% en 2003. Les projections pluriannuelles associées à la loi de finance 2005 tablent sur un taux moyen de croissance de 5,3% par an pour la période 2005-2009. Malgré la présence de surliquidités liées à l'abondance des ressources pétrolières, l'inflation est maîtrisée grâce au strict contrôle qu'exerce la Banque d'Algérie. Sur le plan externe, l'Algérie est la troisième puissance économique du continent africain avec un PIB de 171,3 milliards US\$, derrière l'Afrique du Sud et le Nigeria. Le montant du PIB par tête d'habitant est estimé en 2008 à 5073 US\$.

1.2. Principaux indicateurs économiques

Tableau 5 : Indicateurs de croissance

Indicateurs de croissance	2006	2007	2008	2009	2010
PIB (milliards US\$)	116,83	135,34	171,37	128,59	145,72
PIB (croissance annuelle en %, prix constant)	2,0	3,0	3,0	2,1	3,9
PIB par habitant	3456,38	3934,40	5073,19	3640,46	4064,39
Taux d'inflation	2,5	3,6	4,5	4,6	3,4
Balance des transactions courantes	28,95	30,60	37,08	-2,17	2,09

Source: the World fact book, Banque Mondiale, world development indicators.(2009)

Le PIB suit la rente, et donc les fluctuations des prix du pétrole. Du fait d'une chute des prix en 2009, le PIB par personne a chuté

Tableau 6 : Répartition de l'activité économique par secteur

Répartition de l'activité économique par secteur	Agriculture	industrie	Services
Valeur ajoutée (en % PIB)	8,2	61,1	30,7
Emploi par secteur (en % de l'emploi total)	21,1	24,0	54,8

Source: the World fact book, Banque Mondiale, world development indicators.(2009)

Tableau 7: Indicateurs monétaires

Indicateurs monétaires	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Taux de change annuel pour 1 US\$	72,06	73,28	72,65	69,29	64,58	63,56

Source: the World fact book, Banque Mondiale, world development indicators.(2009)

1.3. Production et investissement

L'Algérie est un important producteur et exportateur de gaz naturel et de pétrole, et dispose aussi de réserves importantes de fer au sud-ouest, ainsi que d'or, d'uranium et de zinc à l'extrême sud. Le pétrole et le gaz naturel, exploités par la société nationale SONATRACH, sont les principales sources de revenu du pays (98 % des rentrées en devises sont dues aux hydrocarbures ; et 70 % des recettes fiscales sont dues à la fiscalité pétrolière. L'Algérie a su diversifier son économie en reformant son système agraire et en modernisant son industrie lourde, mais les hydrocarbures constituent encore la quasi-totalité des exportations. La dette extérieure de l'Algérie s'élevait en décembre 2007 à 880 millions der US\$ contre 4,7 milliards US\$ en 2006-le pays a rembourse par anticipation de vastes parts de ses dettes, utilisant l'afflux de devises inattendues liées à la hausse du prix du pétrole avant la chute de fin 2008.

L'Algérie vient en tête de la région MEDA en terme s de « flux d'investissement » du réseau euro méditerranéen des agences de promotion des investissements(Anima), la reprise « très nette » observée en 2004 est largement due au secteur de l'énergie.les IDE commencent cependant à s'élargir à d'autres domaines que les hydrocarbures tels que les télécommunications, le tourisme, l'industrie, etc. La croissance économique a été obtenue en premier lieu par le secteur du bâtiment et des travaux publics (+7,1%), suivi de celui des hydrocarbures(+5,8%) et les services (+5,6%), alors que l'agriculture n'a progressé que de 1,9%.

L'Algérie possède les plus importants réserves de lithium au monde. Cette matière étant le combustible indispensable à la composition des batteries des moteurs de voitures électriques futures.les réserves sont situées dans le bassin sédimentaire méditerranéen et risquent de poser des problèmes de concurrence et de conflits entre les différents pays avoisinants pendant l'après pétrole.

1.4. Commerce extérieure

La balance commerciale de l'Algérie demeure fortement tributaire des revenus que genre la vente du pétrole et du gaz naturel qui constituent à eux seuls plus de 98% du volume global des exportations Pour rappel, en 2007, le volume des exportations s'élève à 63,3 milliards US\$ contre 26,13 milliards US\$ pour les importations, permettant ainsi de totaliser un excédent commercial record de 37,17

milliards US\$. Le principal partenaire commercial de l'Algérie est l'Union européenne, avec qui elle réalise plus de la moitié de son commerce extérieur ; au niveau des clients, les États Unis viennent en tête avec un volume d'échange de 19 milliards US\$, suivi par l'Italie et l'Espagne.

Les échanges entre la Chine et l'Algérie s'élèvent à plus de 3,8 milliards US\$. L'alliance d'affaires Canada-Algérie s'occupe des investissements. Le taux d'échange dépasse les 3 milliards US\$.

2. L'énergie en Algérie

En Algérie, le secteur de l'énergie, assure deux fonctions, il s'agit en premier lieu d'approvisionner l'appareil de production socio-économique en énergie pour son fonctionnement et d'assurer son financement en devises, résultats des exportations des produits énergétiques. Au vu du rythme de l'évolution de la consommation et les besoins de plus en plus croissants de financement des programmes de développement socio-économique, un arbitrage entre deux fonctions s'avère nécessaire. En effet, à capacité de production fixe, toute augmentation dans le volume des consommations énergétiques implique une diminution dans le volume des exportations et par conséquent une réduction des capacités de financement de l'activité.

2.1. Les réserves en hydrocarbures en Algérie

Avec un volume initial de 16 milliards équivalent-pétrole découverts depuis 1948, date de la première découverte commerciale à Oued Guéterini, près de Sidi Aissa, en pleine zone des nappes. L'Algérie occupe le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique, le 13^{ème} rang dans le monde.

Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour renfermées dans un peu plus de 200 gisement d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi, 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamés-Rhourde Nouss, et 31 dans le bassin d'Oued Mya. Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro Dévonien, 63 pour Trias et 55 pour l'Ordovicien.

Sur ces réserves initiales en place prouvées d'environ dix milliards deux cent millions de m³ d'hydrocarbures liquides, seuls 25% d'entre elles sont considérées récupérables avec les procédés d'exploitations actuels. La moitié de ces réserves d'huile récupérables a déjà été produites. Environ 400 autres millions m³ d'huile sont aujourd'hui considérés comme réserves probables et possibles.

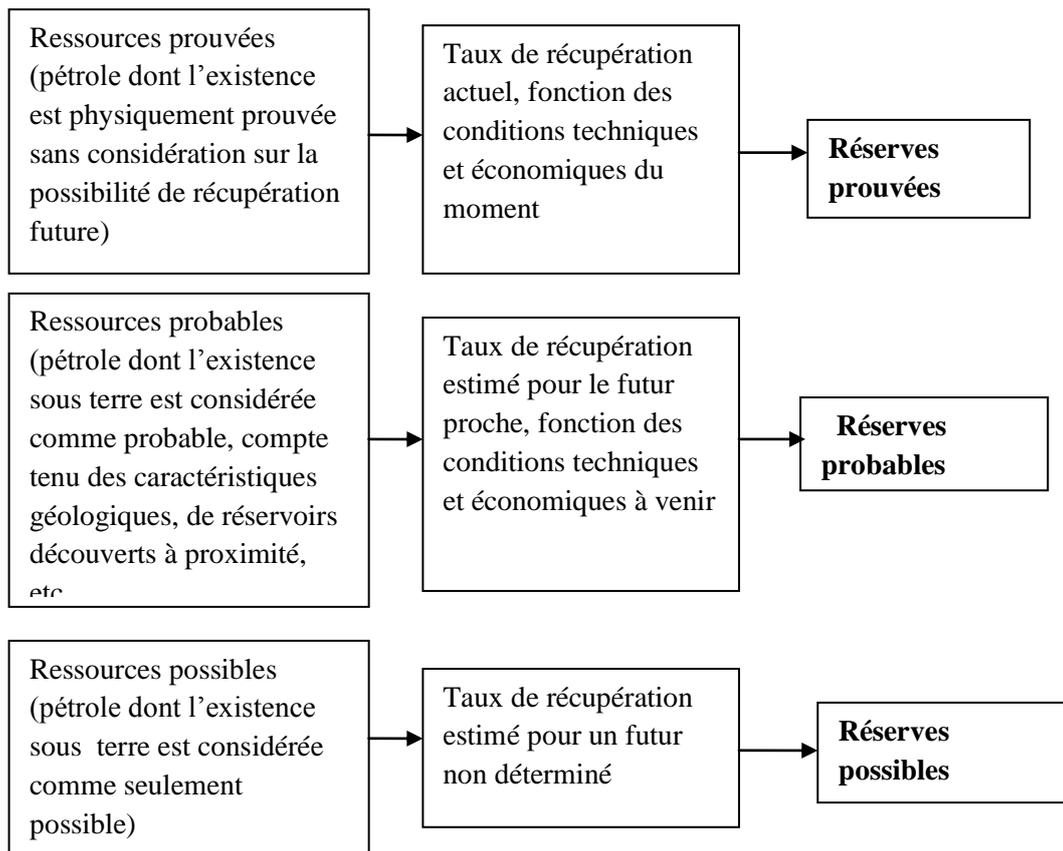
Sur les réserves initiales en place prouvées, 80% d'entre elles sont considérées récupérables actuellement. Uniquement 15% de ces réserves ont été produites à ce jour. Environ mille autres milliards de m³ de gaz sont considérées aujourd'hui comme réserves probables et possibles. Loin d'être le fait du hasard, le constat d'OBG, selon lequel la notoriété de l'Algérie dans le secteur de l'énergie avance à grands pas, est basé sur plusieurs éléments avérés. D'abord, on note que les pays a

des réserves de pétrole évaluées à 12 milliards barils et un volume de gaz naturel estimé à 4359 milliards m³, soit 2,6% des réserves mondiales.

De l'indépendance à nos jours, il y a eu la découverte de 3,7 milliards tep. ces mises à jour d'accumulation d'huile et de gaz ainsi que les réévaluations surtout des gisements de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel ont permis de maintenir les réserves d'hydrocarbures au niveau de 1971.

La technologie a beaucoup évolué et elle permet de mieux visionner les gisements et de les connaître grâce au satellite et à des logiciels performants.

Revenant sur le bilan, il avait estimé que le défi à relever est important dans la mesure où les 150 milliards barils qui ont été découverts en Algérie depuis l'origine ne représentent qu'une petite fraction (5%) du potentiel d'hydrocarbures génère par les différentes roches mères.



L'annuel statistical Bulletin de l'OPEP et le BP statistical Review, deux publications qui font référence, créditent l'Algérie de 12,2 Gbarils de réserves pour le pétrole, (1% des réserves mondiales et 16,7 ans de durée) et 4,5 Tm³ pour le gaz (2,4 des réserves mondiales et 52 ans de durée).le lieu est ici de préciser la notion de réserves et de durée de vie de celles-ci.la notion de réserves renvoie toujours à la quantité d'huile récupérable aux conditions technologiques et économiques du

moment, il existe trois catégories de réserves, classifiées selon leur probabilité de récupération :

- Les réserves prouvées, ou P1, sont les quantités de pétrole que l'on est sûr de récupérer avec une probabilité de 90%
- Les réserves probables ou 2P prennent en compte les premières ainsi que les quantités plus difficiles à récupérer avec une probabilité de 50%.
- Les réserves possibles ou 3P sont celles encore plus difficiles et dont la probabilité de récupération est de l'ordre de 10%

Le fameux rapport R/P, soit la durée de vie des réserves et qui s'exprime en années, prend en compte les réserves prouvées, soit les 1P qui sont divisées par la production de l'année. Selon l'US Geological Survey, les probabilités de découvertes en Algérie sont de 95% : 1,7 Gbls, 50% : 6,9 Gbls, 5% : 16,3 Gbls.

Sur la figure suivante, nous donnons l'évaluation des réserves de pétrole

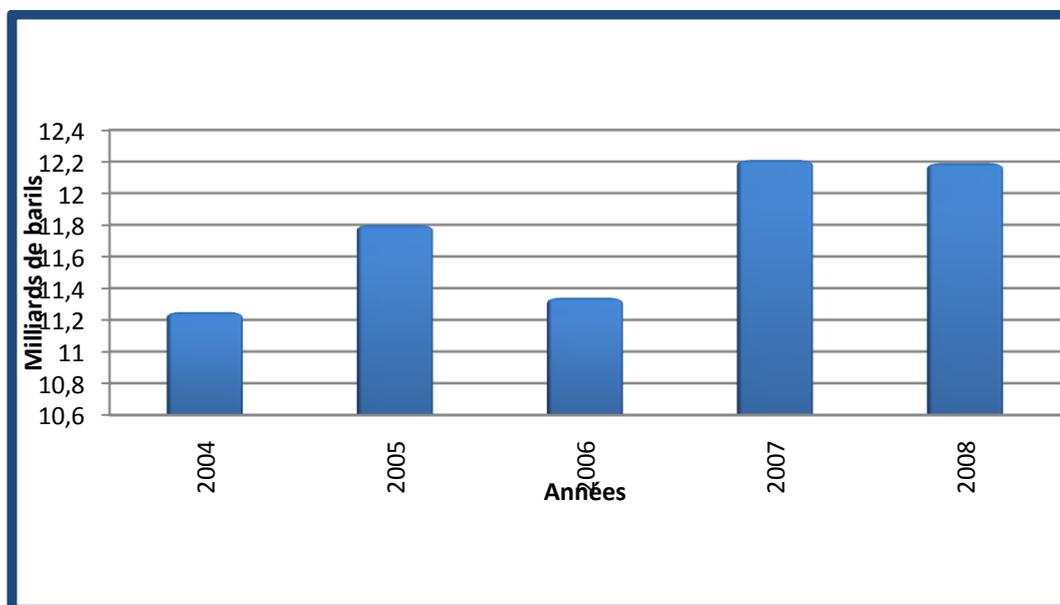


Figure 38: Réserves prouvées de pétrole en Algérie en milliards de barils

Source : Energy Information Administration.

L'Algérie est un pays ayant des réserves prouvées de pétrole moyennes. D'après les statistiques du « *World Fact book* », l'Algérie se trouve à la 21ème place au niveau mondial loin derrière l'Arabie Saoudite, le Koweït ou l'Iran, car les principaux champs explorés se situent au sud-est du pays sans connaître véritablement le potentiel énergétique de tout le sud-ouest. C'est la raison pour laquelle les spécialistes ne sont pas d'accord quant à la durée future de l'exploitation pétrolière en Algérie.

2.2. La production de pétrole en Algérie

La production algérienne de pétrole est en constante évolution ces trente dernières années, avec une baisse de production correspondant aux deux chocs pétroliers (1973/1979) où des mesures de réduction de la production avaient été prises par les pays de l'OPEP. En 2008, le volume de production a atteint le niveau de 1,8 millions de barils/jour, cette augmentation est principalement due à la hausse de la demande mondiale en produits pétroliers. Si de nouvelles mesures de réduction de la production au sein de l'OPEP n'étaient pas mises en œuvre face à des conjonctures politico-économiques défavorables, la production de pétrole se maintiendrait à son niveau actuel et c'est au niveau du prix du pétrole que les variations seraient plus importantes.

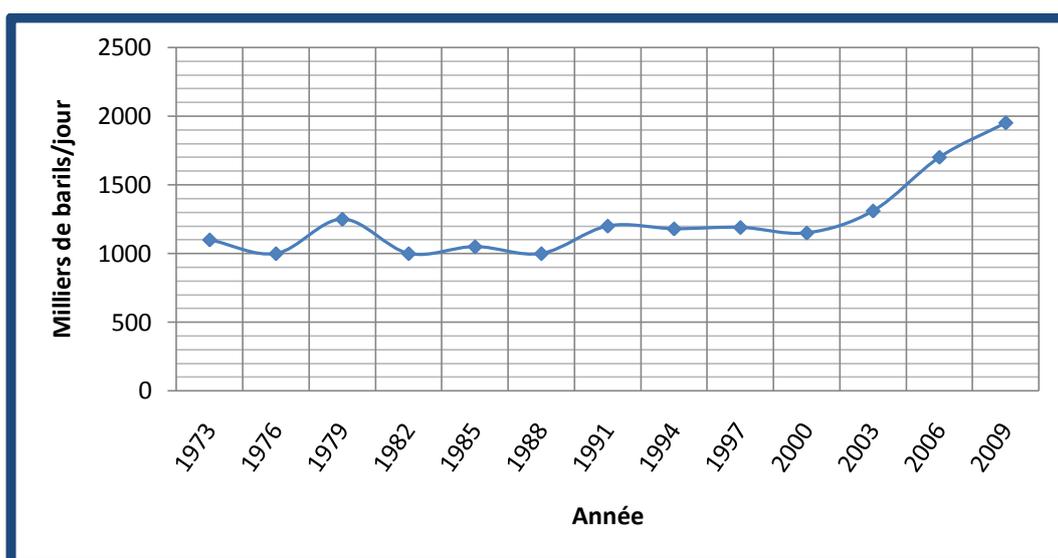


Figure 39: Évolutions de la production de pétrole en Algérie en Milliers de barils par jours
Source : Energy Information Administration.

2.3. Le gaz naturel en Algérie

Comme pour le cas du pétrole, les pays producteurs de gaz naturel évoluent leur niveau de ressources à travers les réserves prouvées et le niveau de la production :

2.3.1. Les réserves prouvées de gaz naturel en Algérie

L'Algérie est un pays gazier plus que pétrolier dans la mesure où les réserves de gaz sont nettement plus importantes que celle du pétrole. En 2008, les réserves prouvées de gaz naturel atteignaient les 4,5 billions de mètre cube propulsant l'Algérie au 9ème rang mondial des pays disposant des plus importantes réserves de gaz naturel.

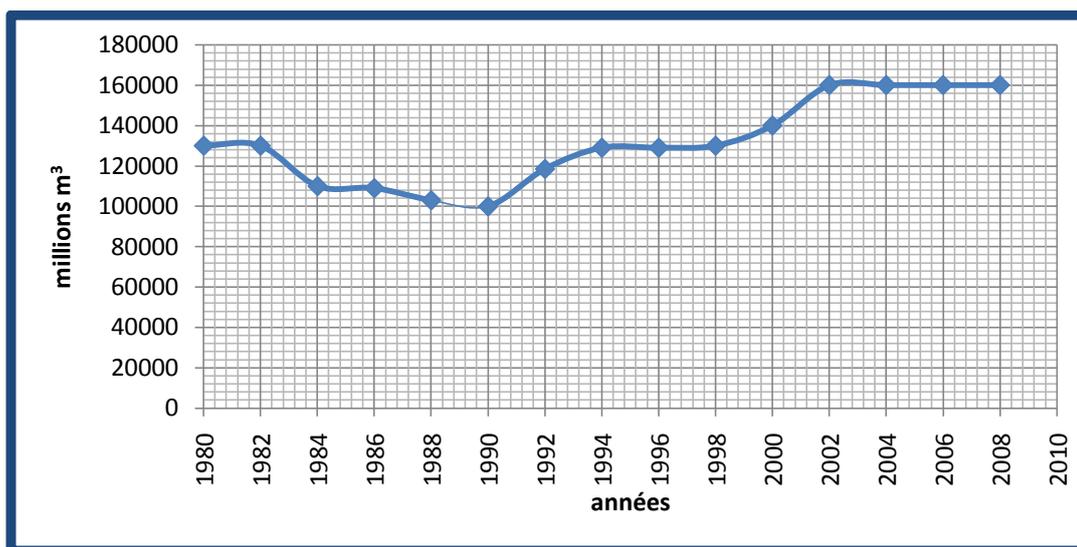


Figure 40: Réserves prouvées de gaz naturel en Algérie

Source :Energy Information Administration.

2.3.2. La production de gaz naturel

Depuis le début des années 1980, la production de gaz naturel a pris une place de plus en plus importante dans la production totale d'énergie. Toujours d'après le «*World Factbook*», l'Algérie se retrouve au 7^{ème} rang mondial des pays producteurs de gaz naturel, ce qui confère à l'Algérie une place particulière au sein de l'OPEP, cela a poussé les représentants algériens au sein de cette organisation à développer avec la Russie et le Qatar l'idée d'une OPEP du Gaz, où le prix mondial de cette ressource ne serait plus indexé au prix du pétrole et où la régulation du marché du gaz serait totalement indépendante de celle de pétrole dans le but de mieux maîtriser son prix.

3. La rente

Il s'agit du montant supplémentaire payé (en plus de ce qui serait payé pour la meilleure autre option) pour quelque chose dont l'offre est limitée soit par nature, soit en raison de l'ingéniosité humaine. En économie, la rente est un surplus de revenu induit par l'inélasticité du marché : possession d'un bien rare ou d'une aptitude particulière non reproductible, inadéquation de l'offre à la demande. Le rentier est celui à qui une rente est versée. Il se pose pour un pays un problème moral quand cette rente est consommée dans des délais rapides hypothéquant de ce fait, l'avenir des générations futures.

La rente est synonyme de sous développement pour la plupart des pays en voie de développement. Elle n'est pas le produit d'une création de richesses fruit du génie propre mais une exploitation effrénée d'une richesse naturelle qui n'appartient pas seulement à ceux qui y vivent présentement mais aussi aux générations qui vont venir. Comme pays rentiers sans imagination on peut citer le cas des pays de l'OPEP ou autres pays exportateurs de produits miniers.

a) Les caractéristiques de l'économie rentière pétrolière :

Ces caractéristiques peuvent être classées sous les rubriques suivantes : « *spécificité des recettes tirées du pétrole, l'appropriation centralisée des recettes, la gestion optimale du stock épuisable, la capacité d'absorption locale des recettes. A partir de ces divers aspects, il est alors possible d'ébaucher le profil macro-économique d'une économie rentière pétrolière* ». La caractéristique principale des recettes pétrolières est le fait que cette ressource n'est pas le fruit d'une activité productive d'une part. D'autre part, son exploitation est principalement destinée à la consommation étrangère ce qui attribue la nature externe de ces recettes et qualifie ce type d'économie d'État rentier. En effet, un pays rentier est un pays « *recevant sur une base régulière des montants importants de rentes externes. Ces dernières sont les redevances payées par des étrangers, des entreprises ou des gouvernements à des individus, entreprises ou gouvernements d'un pays donné* ».

Cela veut dire que les recettes pétrolières assimilées à des rentes externes peuvent être considérées comme la compensation logique de l'épuisement des ressources dans le temps.

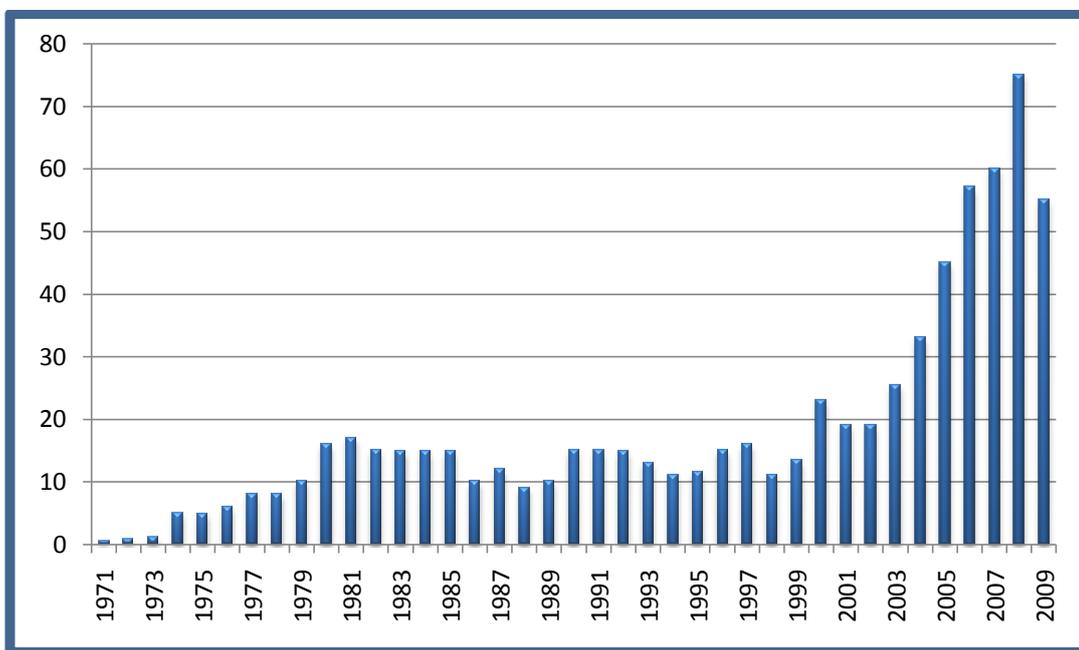


Figure 41: Évolution des exportations d'hydrocarbure en milliards de dollars

Source : MEM

A travers ce graphique, nous notons clairement la constante évolution des recettes d'exportations en milliards US\$ (**prés de 420 milliards de dollars dans la de dernière décennie**) correspondant à l'évolution de la production, avec toutefois une remarque importante. Les données récoltées auprès de l'Office Algérien des statistiques concernant le secteur de l'énergie représentent l'évolution de ce dernier uniquement en valeur exprimée en dinar courant. Ces valeurs faussent totalement l'interprétation du graphique en ayant des écarts impressionnants entre les recettes de la période (1970-1980) et celle des années (90 et 2000) comparées aux volumes

d'hydrocarbures exportés dans les mêmes périodes. Cette différence s'explique principalement par le fait que la monnaie nationale (DA) a subi une forte dépréciation à partir de la fin des années 1980.

En Algérie, SONATRACH est un Groupe public dont le seul actionnaire est l'État algérien. La principale mission qui lui est assignée est d'assurer une position satisfaisante des réserves en hydrocarbures. Pour atteindre cet objectif, il compte non seulement sur ses propres moyens mais aussi sur les associations conclues avec des compagnies pétrolières expérimentées dans ce domaine.

Le marché à l'exportation représente en moyenne plus de 80% de la production nationale d'hydrocarbure, le prix national de l'énergie est nettement inférieur à celui du prix mondial (quatre à cinq fois moins cher) par conséquent, ce prix dérisoire n'incite pas aux économies d'énergie.

Partant de ce constat, on peut déduire que l'évolution de la production d'énergie (pétrole, gaz) va de paire avec celle des exportations d'hydrocarbures, où on observe les mêmes périodes de baisse des exportations liées à la baisse de la production (les chocs pétroliers 1973, 1979).

4. « Stratégie énergétique de l'Algérie à l'horizon 2030 »

Toute nation, à un moment donné de son histoire, doit faire le point sur son devenir. En vue des mutations profondes, rapides et dangereuses que subit le monde, L'Algérie ne doit pas faire exception. Elle est de ce fait, avertie de se déterminer par rapport aux multiples défis qu'elle se doit d'affronter. Depuis près de quarante ans, la vie économique algérienne s'est organisée autour des recettes pétrolières. Au total, durant la décennie 2000, c'est plus de 300 milliards de dollars qui ont été accumulés. Pourtant, malgré des réserves de change évaluées à 140 milliards de dollars (juin 2009), malgré des réalisations importantes, il n'y a pas réellement de création de richesses...L'Algérie est visiblement un pays riche avec une population pauvre. Il est temps de ne plus dissimuler la réalité amère par des illusions de développement qu'on est malheureusement encore loin d'atteindre.

Comme nous l'avons précédemment mentionné, nos réserves en hydrocarbures sont estimées à près de 16 milliards de barils pour le pétrole, et estimé à 4400 milliards m³ de gaz naturel (d'après AIE et BP). Pour ce qui est de l'électricité, l'Algérie produit 40 térawatts/heure.

Chaque année, nous épuisons fatalement avec une tendance de pente ascendante nos réserves, le bilan en chiffre est alarmant, 60 milliards m³ de gaz, et près de 1,4 millions de barils/jour. Tandis que la consommation nationale reste toujours faible comparativement à la moyenne mondiale, ce qui nous permet de qualifier l'économie algérienne d'une économie entièrement rentière.

La consommation de l'Algérie en 2009 est d'environ 37,5 millions tep, 16% et 29% en pétrole et gaz naturel respectivement de la production nationale. Ce que nous pouvons observer c'est que la part des énergies renouvelables est très faible, pour ne pas dire inexistante.

Face à cette situation, l'Algérie se doit de réagir pour assurer sa pérennité, et l'avenir des générations futures. Pour cela l'élaboration d'une stratégie qui doit déboucher sur un plan d'action est recommandée.

Dans le cadre de cette étude et sans aller dans un développement important, nous avons listé les possibilités prévisibles à l'horizon 2030. Nous avons élaboré plusieurs scénarios, suivants lesquels la production et la consommation de l'Algérie en hydrocarbures évolueraient, tenant compte notamment de l'évolution de la population et du niveau de vie. Nous présentons trois scénarios

4.1. Scénario tendanciel (fil de l'eau)

Ce scénario, est la continuation de la tendance actuelle, Nous sommes partis des partir données de production et de consommation collationnées à partir des années 70,. Comme autre hypothèse l'Algérie ne prendra aucune mesure ou initiative, par rapport a la diminution de la production ou des exportations des hydrocarbures, et encore moins par rapport aux économies d'énergies, par contre l'augmentation de la consommation interne sera prise en compte. En clair elle continuera à gaspiller partant de l'hypothèse que les réserves sont là jusqu'à la fin des temps.

Nous arrivons aux résultats suivants

La production des hydrocarbures continuera avec la tendance actuelle, pour atteindre 230 millions de tep en 2030. Il reste à savoir si nous pourrons les produire

- La consommation atteindra 54 millions tep
- Le reste de la production, représentera les exportations soit 77%
- Notons aussi qu'il n'est pas tenu compte de l'entrée des énergies renouvelables,

Elles représenteront toujours un pourcentage marginale de la consommation d'énergie ce qui sous entend, que l'économie algérienne sera toujours organisée autour des recettes pétrolières,

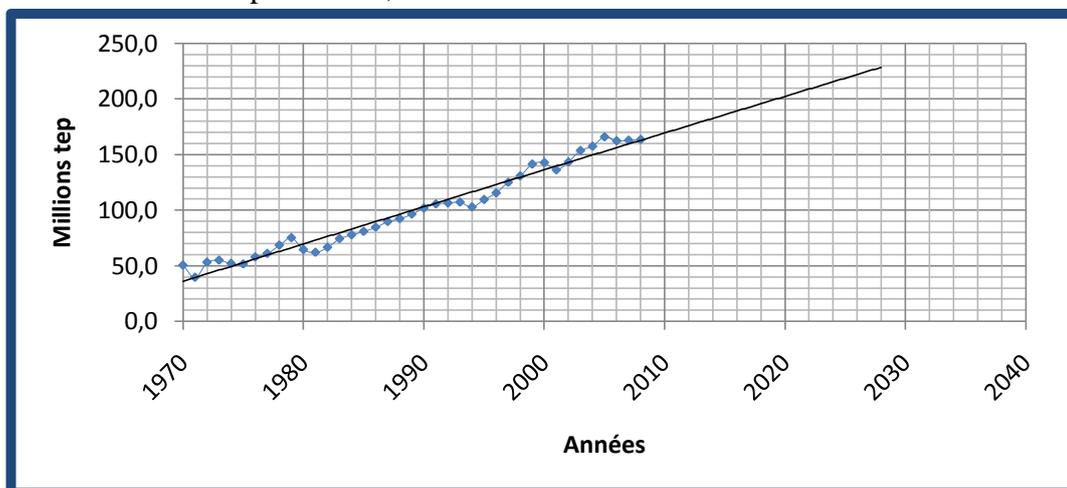


Figure42: Évolution de la production en hydrocarbures en millions de tep à l'horizon de2030

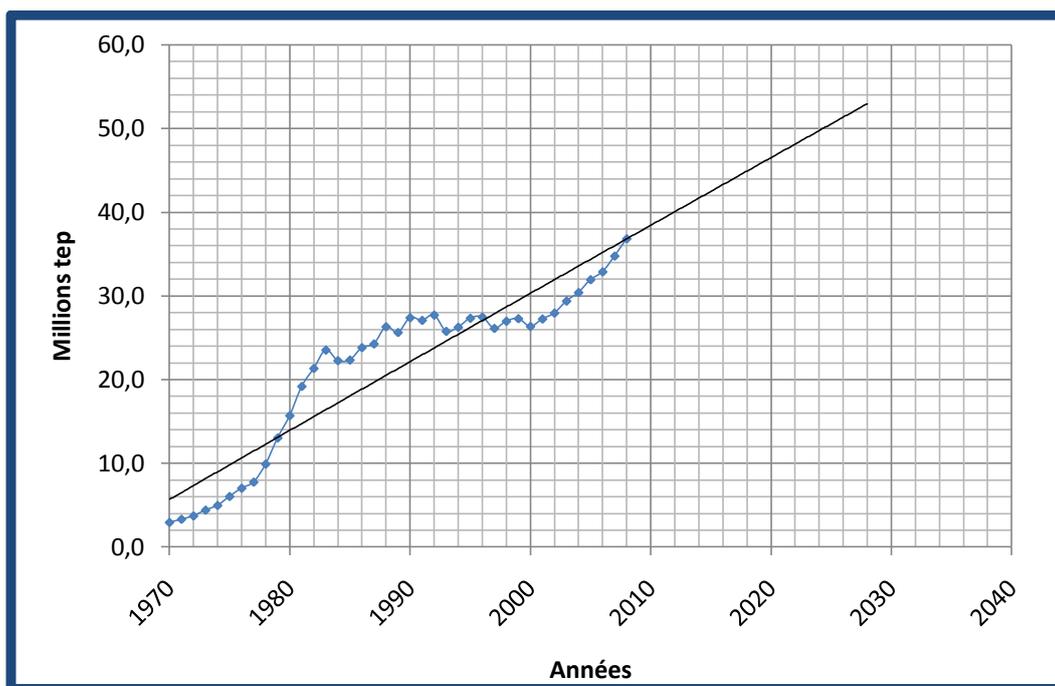


Figure 43: Évolution de la consommation des hydrocarbures à l'horizon de 2030

D'après ce scénario, d'ici 2030 si aucune découverte nouvelle n'est faite, l'Algérie aura épuisé la moitié de ses réserves de gaz naturel, et la totalité du pétrole.

4.2. Scénario avec amélioration du niveau de vie

Le scénario précédent est basé sur une stagnation de la consommation individuelle, si nous tenons compte de l'amélioration des conditions de vie en termes de demande sociales, l'augmentation importante de la consommation nationale, qui attendra 2,5 tep/hab./an, et une population qui avoisinera les 45 millions d'habitants, soit un peu plus de 100 millions de tonnes de consommation interne. C'est un véritable scénario catastrophe qui nous attend

D'après ce scénario, ajouté à l'inertie totale par rapport aux économies d'énergies, et à la diminution de la production, la consommation nationale par habitant se verra augmenter, du fait de l'amélioration des conditions de vie, et des besoins des ménages. Dans ce scénario, nous avons supposé que les exportations continueront à alimenter les caisses de l'État avec leurs recettes de plus en plus importantes, et particulièrement ceux du pétrole (forte demande des pays émergents, conflits géopolitiques et pénurie).

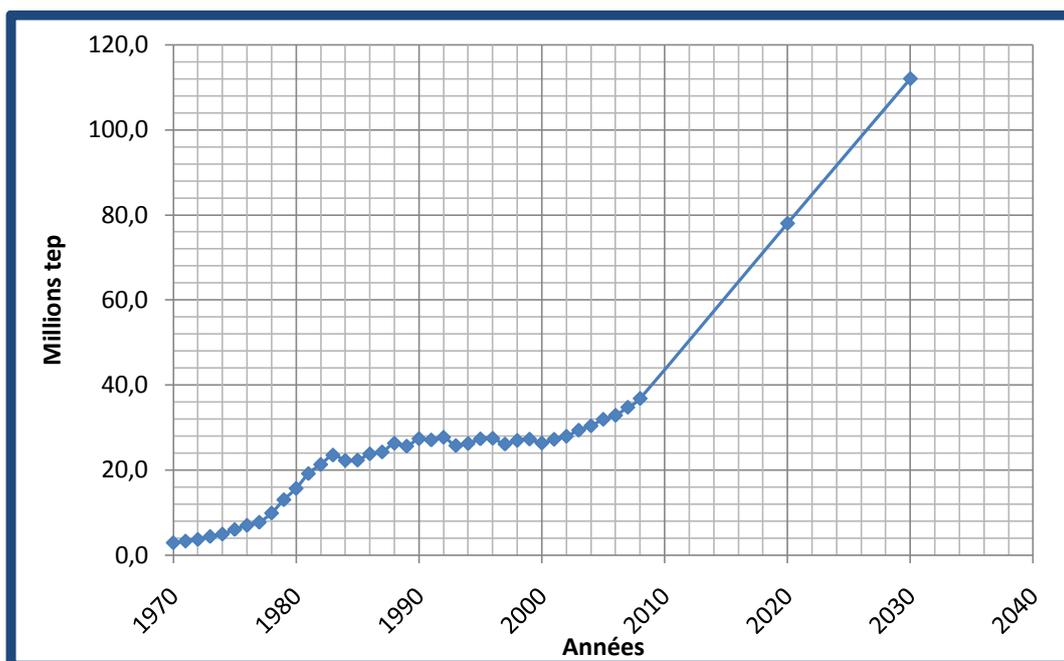


Figure 44: Évolution de la consommation des hydrocarbures à l'horizon de 2030

D'après ce scénario, la situation de l'Algérie sera encore plus vulnérable, les réserves seront entièrement épuisées. N'arrivant plus à s'auto-suffire en matière d'hydrocarbures, L'Algérie sera obligée d'importer son énergie. Aura-t elle les devises nécessaires pour le faire ?

6.3. Scénario volontariste

D'après ce scénario, l'Algérie décide de face a cette situation de laisser aller, Elle a devant elle une vingtaine d'années pour inverser la tendance « Un Plan Marshall » multidimensionnel (énergie, eau environnement) permettra la pérennité de ses réserves, la rationalité, la diversification de ses sources de consommation à la fois fossiles et renouvelables et l'engagement réel pour un développement durable qui ne compromet pas l'avenir des générations futures Ce plan portera essentiellement sur les économies d'énergies, l'introduction des énergies renouvelables dans la consommation nationale (20% de la consommation d'ici 2030), et le pouvoir d'utiliser les recettes tirées des exportations d'hydrocarbures pour des investissements en capital humain et physique, en favorisant la diversification de l'économie.

Il est important aussi de dire que l'intensité énergétique à l'horizon de 2030 sera de 1 tep/hab./an, et une population de 45 millions, c'est-à-dire une consommation annuelle de 45 millions tep. Nous consommerons moins en consommant mieux.

A. Le démarrage effectif de l'utilisation des énergies renouvelables

Comme nous l'avons mentionné auparavant, l'Algérie dispose d'un gigantesque potentiel en énergies renouvelables, un ensoleillement d'une moyenne de 3000h/an, et des régions venteuses assez importantes. L'introduction de ces énergies à titre de 20% d'ici 2030, verra réduire la part des énergies fossiles dans la consommation nationale. À l'horizon de 2030, les énergies renouvelables représenteront environs 9 millions tep. A partir de 2011, nous installerons l'équivalent de 1% de la consommation totale d'énergie principalement dans le domaine de l'énergie électrique 25 % (dont solaire à 75 % éolien à 25 %) et thermique (75 % (80 % chauffe eau solaires, 10 % géothermie, 10 % biomasse)

L'introduction des énergies renouvelables consistera à la mise en place de panneaux solaires de capacité de 0,73 MWh/m²/an, et d'éolienne génératrice de 8000 MWh/an, sans oublier le potentiel en énergie hydraulique qui n'est pas des moindres.

Tableau 8 : Prévission de pénétration des énergies renouvelables à l'horizon 2030

	2011	2015	2020	2025	2030
Sol. Thermique	2,6 10 ⁵	1240421	2750947	4161473	6. 10 ⁶
Géothermie	0,32 10 ⁵	105263	196842	28842	0,38. 10 ⁶
Biomasse	0,32 10 ⁵	105263	196842	288421	0.38. 10 ⁶
Solaire photov	0,90.10 ⁵	450000	900000	1350000	1,8 10 ⁶
Éolien	0,35 10 ⁵	122368	231579	340789	0,45 10 ⁶
Total (tep)	4,5 10 ⁵	2,25 10 ⁶	4,5 10 ⁶	6,75 10 ⁶	9 .10 ⁶

L'Algérie devra d'installer chaque année l'équivalent de 500.000 tonnes en énergie non fossiles. Ce scénario est de loin le plus simple à réaliser puisque en gros l'Algérie aura à installer l'équivalent de deux centrales électriques de 1000 MW d'ici 2030 en solaire photovoltaïque et thermique. Elle aura à installer l'équivalent 500.000 tonnes de pétrole en éolien. Sachant qu'une éolienne de 2 MW produira pour 3000 heures 6000 MWh et sachant qu'une tep est l'équivalent de 11 MWh il y aura donc à placer $[500.000. 11] / 6000$ soit près de 900 éoliennes sur 20 ans. En gros une cinquantaine par an. A titre d'exemple, La Chine installe une éolienne par semaine

B. Maitrise de l'énergie

La dimension économie d'énergie devra de plus être une préoccupation des pouvoirs publics et de la société. Des études de l'Aprue ont montré qu'il était possible d'économiser près de 20 % par une utilisation rationnelle de l'énergie Plusieurs actions peuvent être réalisées dans ce domaine, telles la cogénération, la

maitrise de la demande des transports, la maitrise de l'énergie dans les bâtiments, et la maitrise de l'énergie dans l'industrie.

1. La cogénération

La cogénération est la production conjointe de chaleur et d'énergie mécanique, généralement transformée en électricité, à partir d'une même source d'énergie. Elle permet d'exploiter au maximum le potentiel énergétique du combustible. Le rendement d'une telle installation peut alors atteindre 80 à 90 % contre 35 à 40 % pour une installation classique.

2. La maitrise de la demande des transports :

À plusieurs niveaux, le secteur des transports est un exemple particulièrement intéressant de choix énergétique, politique et social. D'abord, pour la place qu'il occupe dans les bilans énergétiques nationaux. Ensuite, pour son rôle économique et social dans nos sociétés. Enfin, pour la spécificité des stratégies élaborées pour la gestion énergétique du secteur.

Il est surprenant de constater combien sont importantes les marges de manœuvre dans le secteur des transports, en termes de satisfaction des besoins de déplacements par de nouvelles stratégies sans pour autant être exploitées dans les politiques énergétiques élaborées.

Les stratégies de gestion du secteur des transports proposées ci-dessous s'intègrent directement dans le cadre d'une démarche de gestion de la demande, démarche qui prend une double forme dans le cas du secteur des transports, à savoir

- La gestion de la demande d'énergie orientée sur les développements techniques
- Les politiques de substitution énergétique

- Les politiques d'amélioration du rendement énergétique des véhicules

3. La maitrise de l'énergie dans les bâtiments

L'amélioration des techniques au niveau des matériaux de construction, d'isolation, permet aujourd'hui de réaliser des bâtiments qui rassemblent à la fois des qualités esthétiques, thermiques, offrant un cadre de vie des plus confortables, tout en étant très peu gourmands en énergie.

Les principaux critères à prendre en compte dans une architecture climatique sont :

- L'orientation du bâtiment
- Son environnement immédiat
- Les caractéristiques du climat local (direction des vents dominants, précipitations...)
- Les besoins en énergie (électrique et thermique)

Nous adoptons alors certaines règles de principes pour les constructions :

Pour l'hiver, la stratégie du chaud : Capturer la chaleur du rayonnement solaire, la stocker dans la masse, la conserver par l'isolation, et la distribuer dans le bâtiment tout en la régulant.

Pour l'été, la stratégie du froid : Se protéger des rayonnements solaires et des apports de chaleur, minimiser les apports internes, dissiper la chaleur en excès et refroidir naturellement.

Pour la lumière, la stratégie de l'éclairage naturel : mieux capter et faire pénétrer la lumière naturelle, puis mieux la répartir et la focaliser.

a) L'éclairage

L'éclairage fait partie intégrante de notre vie, nous permettant de réaliser toutes nos activités et contribuant aussi à créer des ambiances correspondant à notre personnalité ou notre humeur du moment. Mais un éclairage de mauvaise qualité peut générer une augmentation sensible de la consommation d'électricité.

Un éclairage efficace ne se mesure pas au nombre de watts installés mais au choix des équipements et à l'usage qui en est fait.

Depuis une dizaine d'années, les fluocompactes (ou lampes basse consommation) sont apparues sur le marché. Bien qu'elles soient d'un coût supérieur, elles sont peu gourmandes en énergie électrique et durent bien plus longtemps que les lampes classiques. Par ailleurs elles sont bien adaptées aux pièces destinées à rester allumées longtemps (séjour, cuisine, éclairage extérieur...) et sont dotées d'améliorations techniques (électronique, forme, miniaturisation...) leurs permettant de répondre aux nouveaux besoins des utilisateurs.

b) L'électroménager

Les appareils électroménagers facilitent notre vie de tous les jours en nous épargnant de tâches ménagères fastidieuses qu'ont connues nos grands-parents. Cependant ces appareils sont gourmands en énergie et peuvent représenter 40 à 60% de la consommation d'électricité d'un ménage.

Par ailleurs, entre deux appareils de capacités et de performances comparables, la consommation d'électricité peut varier du simple au double. Ainsi, sur la durée de vie des appareils peu économes, le coût de fonctionnement peut s'avérer supérieur au coût d'achat. La consommation d'électricité est donc bien un critère de choix à ne pas négliger et il est important d'être bien informé pour choisir des appareils économes en énergie (voir encadré sur étiquette énergie).

1. Appareils de froid

- ❖ Choisir des appareils de classe A, B ou C de l'étiquette européenne éloigner ces appareils de Sources de chaleur (murs ensoleillés, fours, table de cuisson, lave-linge ou lave-vaisselle...)
- ❖ Dégivrer régulièrement vos appareils et nettoyez les parois intérieures
- ❖ Laisser refroidir complètement vos plats avant de les mettre au frais

- ❖ Limiter le nombre d'ouvertures des portes
- ❖ Régler le thermostat à +5°C pour le réfrigérateur et - 18°C pour le congélateur

2. Appareils de cuisson :

- ❖ Si l'électricité est retenue pour la cuisson au four, choisir le four à pyrolyse (mieux isolé) ou le four à micro-ondes ;
- ❖ Choisir des casseroles adaptées à la dimension des foyers (pour éviter les pertes)
- ❖ Arrêter les plaques électriques avant la fin de la cuisson
- ❖ Couvrir les aliments pendant la cuisson (pour limiter les pertes)

4. La maîtrise de l'énergie dans l'industrie :

Les actions de maîtrise de l'énergie dans les entreprises portent généralement sur, Le développement de procédés et d'équipements énergétiquement performants et leur diffusion à travers des actions :

Recherche-développement et mise au point de nouvelles technologies énergétiquement performantes, spécifiques et les diffuser ;

Adaptation et transfert de technologies issues d'autres secteurs ;

Constitution de réseaux d'échanges et d'informations au sein d'un secteur industriel ; Mise en œuvre d'actions de veille technologique, réglementaire et normative ; Études de gisement d'économie d'énergie, analyse des besoins des industriels ; Information et formation des entreprises : organisation de journées techniques, de modules de formation.

- Promotion d'une gestion efficace de l'énergie dans les entreprises par l'utilisation d'équipements innovants et performants et l'utilisation de bonnes pratiques :

Élaboration de bases de données des consommations spécifiques des secteurs industriels ;

- Mise en place d'opérations sectorielles de pré-diagnostics, de diagnostics et de suivi des consommations énergétiques ;
- Développement et mise en œuvre de bonnes pratiques et d'outils de maîtrise de l'énergie et de maîtrise de demande d'électricité (M.D.E) dans les entreprises : variation électronique de vitesse, production d'air comprimé et de froid, logiciels de gestion... ;

Action de formation et d'information sur la gestion de l'énergie adaptée à chaque secteur industriel.

- Ajouter a toutes ces actions volontaristes, l'Algérie doit prôner une politique conservatrice des réserves De plus chaque calorie épargnée est disponible pour les générations futures ou pour *l'exportation bien comprise*. Il faudra s'habituer à l'extraire du sous sol que ce qui est exigé pour le développement. Notre meilleure banque est notre sous sol qui nous permet de valoriser en permanence cette ressource qui devient de plus en plus rare donc de plus en plus chère comme nous le verrons dans le chapitre évolution des prix du ^pétrole dans le futur. .

CONCLUSION GENERALE

À travers ce travail, nous avons constaté que les prix des produits de base ont toujours été sujets à une alternance de hausses et de baisses, même dans une tendance stable, voire de hausse à long terme. La modification des facteurs qui influent sur l'offre et la demande reste un élément d'explication fondamental des mouvements des prix à moyen et à long terme.

Toutefois, ces dernières années, l'étroite relation qui s'est établie entre les marchés de produits de base et les marchés financiers semble avoir sensiblement accentué l'instabilité des prix. De nouveaux acteurs, dont les fonds spéculatifs, et de nouveaux instruments financiers, dont les instruments indexés sur les produits de base négociés en bourse et les instruments dérivés sur les produits de base, ont modifié le cours des marchés, par l'influence qu'ils exercent sur les prix à travers les positions spéculatives, les opérations d'arbitrage, la recherche de placements sûrs et tout une série d'autres comportements propres aux marchés financiers. S'il est souvent difficile de distinguer les forces traditionnelles du marché des facteurs financiers, la plupart des observateurs s'accordent à reconnaître que les fondamentaux n'expliquent pas le spectaculaire enchaînement de hausses et de baisses des prix des produits de base constaté ces dernières années.

Bien qu'elle soit caractéristique des marchés de produits de base, l'instabilité des prix, lorsqu'elle est forte, pénalise tout à la fois les pays en développement qui exportent ces produits comme ceux qui les importent. En effet, des prix très instables ont un grave effet de distorsion sur le processus de développement. D'une part, ils faussent les prévisions faites par les pays exportateurs concernant la création et la répartition de la rente, entraînant des effets particulièrement nuisibles pour la planification de l'investissement et la modernisation technologique. D'autre part, les pays importateurs nets de produits de base ont les plus grandes difficultés à faire les réserves de devises nécessaires pour régler leurs factures d'importation.

Dans cet axe s'inscrit notre état des lieux de l'énergie en Algérie, en tant qu'un potentiel acteur sur la scène énergétique mondiale, et mettant l'accent sur les réserves probables, et le niveau de production actuel.

Selon les scénarios que nous avons développés, il est clair que l'Algérie doit agir en mettant en place une politique énergétique conservatrice. Nous devons exploiter du mieux les ressources dont nous disposons, avec une meilleure gestion des rentes générées, et cela en misant sur le développement du potentiel humain, et le secteur de recherche et développement, de manière à développer notre propre technologie.

Bibliographie

- [1] : Jacques Percebois : Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : La théorie économique nous aide-t-elle à comprendre les évolutions ? Paris, 3 décembre 2008.
- [2] : Encyclopédie Universalis 2010.
- LAROUSSE L'Encyclopédie nomade 2006.
- [3] : Conseil des nations unies du commerce et du développement : INFO COMM information des marchés dans le secteur de produits de base.
- [4] : Conseil Français de l'Energie. Conséquences de la crise sur le secteur de l'énergie 2009.
- [5] : BP statistical review of world energy full report 2009.
- [6] : Pétrole et Gaz Arabes « revue » 16 janvier 2009.
- [7] : Professeur C.E.CHITOUR. 3ème journée de l'énergie : Les coûts des matières premières, l'énergie et la globalisation. 24 mars 1999.
- [8] : Professeur C.E.CHITOUR.5ème journée de l'énergie : les perspectives énergétiques à l'horizon 2020 dans un contexte de globalisation planétaire. 2002.
- [9] : BP Statistical Review of World Energy An Update: The Long Term and the Short Term September 2008.
- [10] : Jean-Marie Chevalier : Les nouveaux défis de l'énergie : 16 novembre 2009.
- [11] : Jean Marie CHEVALIER : rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole ; fevrier2010.
- [12] : G.Y. Locher. Le pétrole : une matière première pas comme les autres.
- [13] : Professeur C.E.CHITOUR.6ème journée de l'énergie, Pétrole et politique ou va le monde ? 16 avril2002.
- [14] : CNUCED : produits de base et développement 7 février 2007.
- [15] : 173'000t d'or pour relancer l'économie mondiale ! L.Sartoni 3 avril 2009.

- [16] : www.EuroGoldFrance Prix de l'Or, Échangeur d'Or Pecunix, C-gold, Liberty Reserve, Global Digital.htm.
- [17] : CNUCED : s'adapter à l'évolution récente du secteur de l'énergie: enjeux et perspectives. 3 November 2006.
- [18] : Energy Information Administration (EIA): International Energy Outlook (IEO) 2007. Washington D.C. 2007. <http://www.eia.doe.gov>.
- [19] : Dr. Erika Bjureby, Mareike Britten, Irish Cheng, Marta Kazmierska Le véritable coût du charbon. Greenpeace France, septembre 2009.
- [20] : Malte HELFER L'essor surprenant du charbon au 21e siècle.
- [22] : Stéphane Lemoine : Fonctionnement des Marchés du Charbon.
- [23] : Compte rendu Commission des affaires économiques N°64, IFP 24 février 2010.
- [24] : BP Statistical Review of World Energy Volatility and Structural Change .Join 2009.
- [25] : Hilel Hamadache ; Thèse de Master of Science ; l'Institut Agronomique Méditerranéen : Rente pétrolière et évolution du secteur agricole en Algérie. « Syndrome hollandais et échangeabilité » de Montpellier 2010.
- [26] : ministère de l'énergie et des mines. Évolutions de secteur de l'énergie et des mines 1962-2007 .Edition 2008.
- [27] : <http://www.mem-algeria.org>.
- [28] : Les défis du futur en Algérie : L'énergie et les changements climatiques expliquée à nos gouvernants C. E. CHITOUR .L'Expression 16.11.2009.
- [29] : « L'Algérie connaîtrait des incertitudes en matière d'apports pétroliers dès 2030 ».Mourad Preure .Expert pétrolier international, directeur du cabinet MP Stratégie Consulting, Algeriedebat.org, Mardi 9mars 2010.
- [30] : Laetitia Van Eeckhout, Article paru dans le Monde.fr, édition du 16.06.2010.

Annexe :

Présentation du logiciel SPSS :

SPSS dont le sigle anglais signifie '*Statistical Package for the Social Sciences*' constitue un programme informatique de traitement de données statistiques.

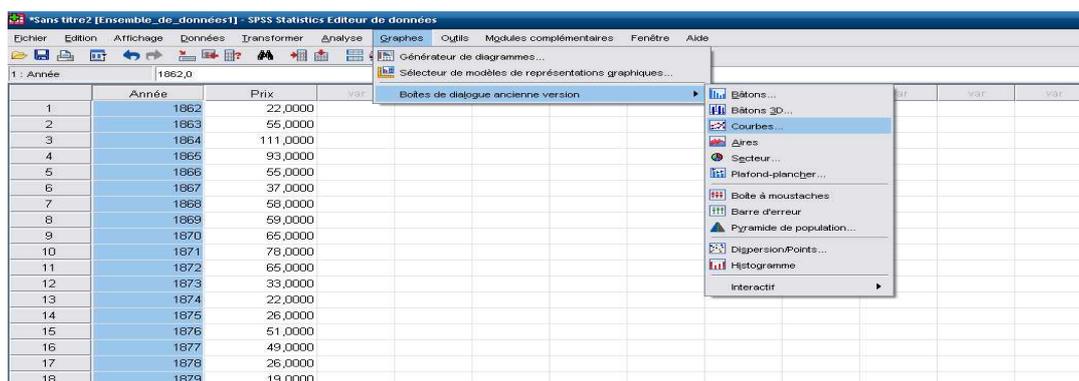
Il permet à partir d'un fichier de base de données de générer divers tableaux, graphiques et diagrammes ou encore d'effectuer divers traitements statistiques comme le dépouillement de données, le calcul de diverses mesures de tendance centrale et de dispersion, la construction de tableaux croisés, l'exécution de divers tests statistiques, ainsi que le tracé de cartes de contrôle pour la maîtrise statistique des procédés.

Par ailleurs, SPSS permet l'élaboration d'études de régression, de corrélation et d'analyse de variance, l'analyse des séries chronologiques et la construction de divers modèles prévisionnels.

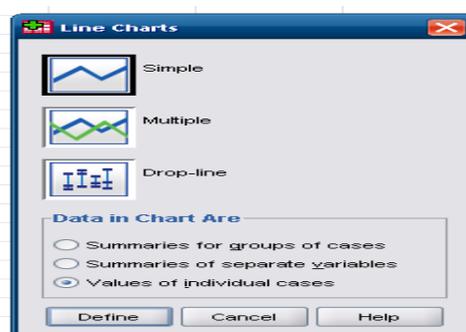
A. Visualisation graphiques d'une série de données dans le temps :

Après avoir défini une variable et saisi les données pertinentes dans l'éditeur de données. En vue d'une modélisation auto-projective, Il vous est utile de savoir représenter l'évolution dans le temps de la série.

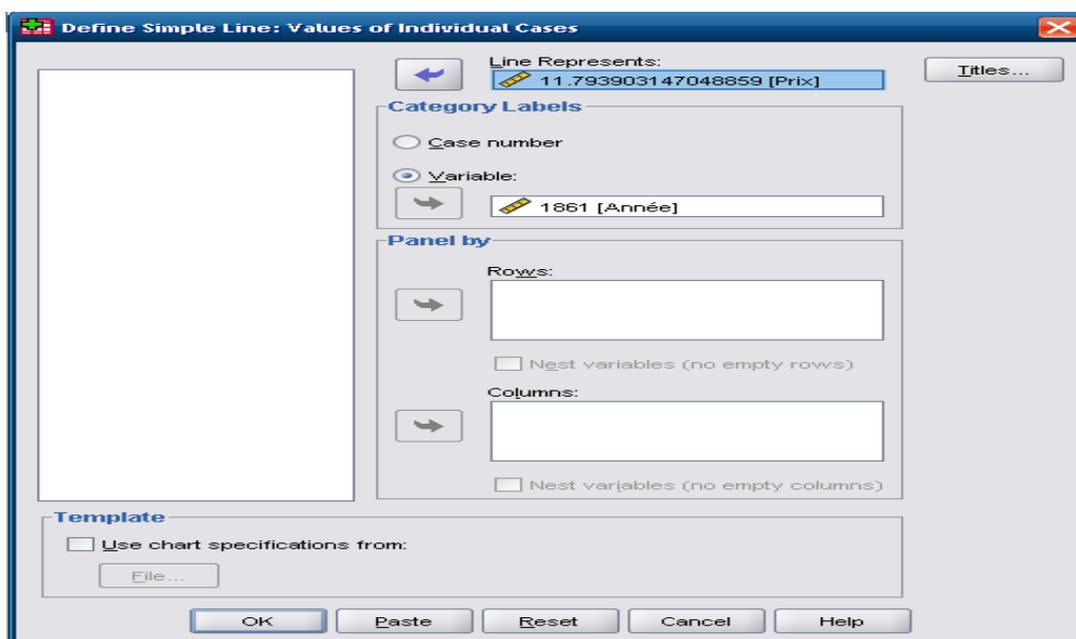
Pour ce faire il suffit de cliquer sur la commande '**Graphs**'/'**Legacy Dialogs**' dans la barre de menus, de cliquer ensuite sur '**Line**'.



Vous obtenez alors la boîte de dialogue '**Line Charts**' :



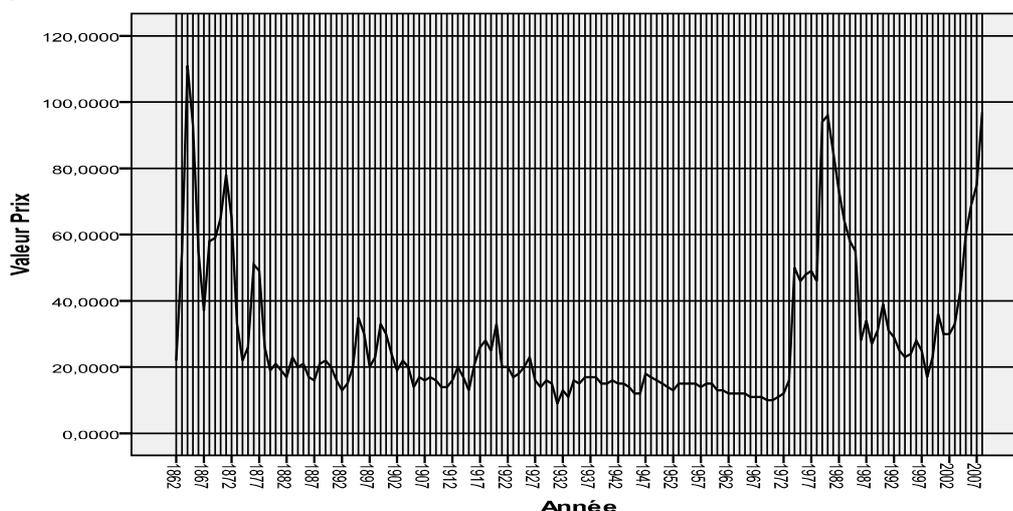
Sélectionnez la commande **'simple'**, et pointez **'Values of individual cases'**, le bouton **'Define'** permet alors d'afficher la boîte dialoguée suivante :



Faites glisser la variable à représenter dans la case **'Line Représentation'**, vous pouvez éventuellement choisir la source de l'axe des abscisses, qui peut prendre ses valeurs directement des numéros de cases ou bien à partir de la variable **'Date'** que vous aurez affecté au préalable à la série.

Cliquez sur **'OK'** pour obtenir le graphe de la série temporelle, qui s'affichera dans le **'SPSS Viewer'**, comme dans l'exemple suivant :

Diagramme

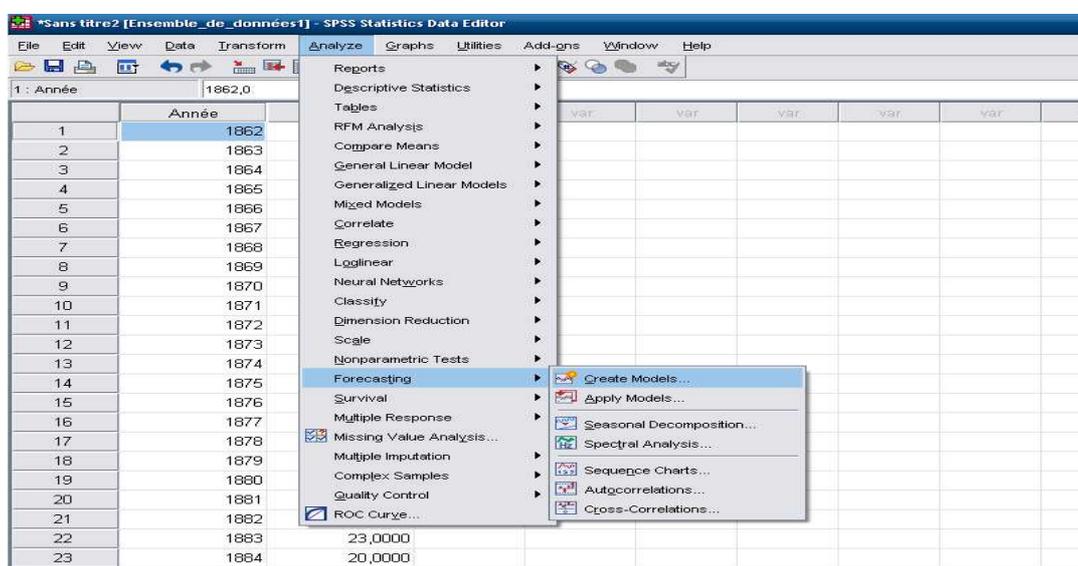


B. Présentation du modélisateur de séries chronologiques de SPSS :

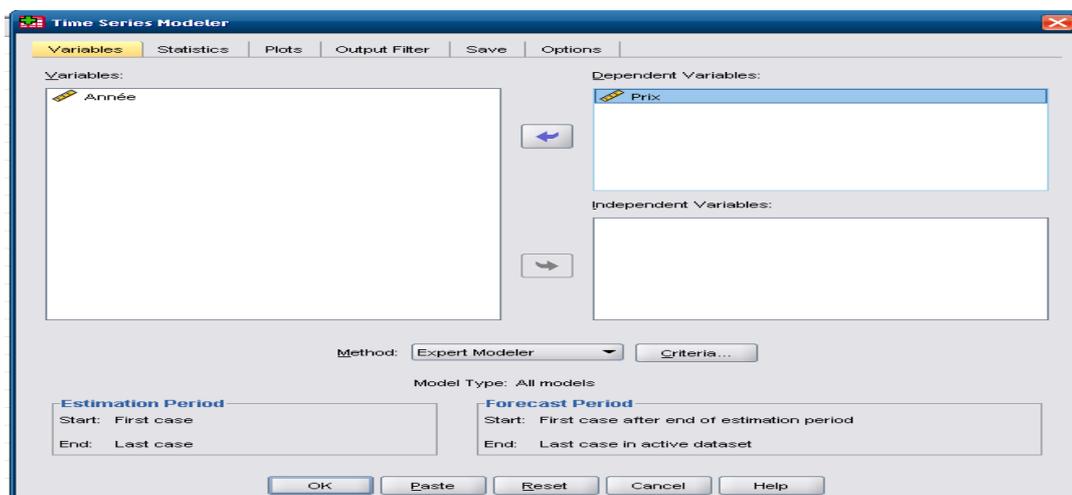
La Modélisateur de séries chronologiques de SPSS crée des modèles pour les séries chronologiques et produit des prévisions. Elle inclut un modélisateur expert qui détermine automatiquement le modèle le plus adapté à chaque série chronologique. Pour les analystes expérimentés, souhaitant bénéficier d'un plus grand degré de contrôle, elle comprend également des outils de création de modèles personnalisés.

La procédure du modélisateur expert de SPSS identifie et évalue automatiquement le meilleur modèle ARIMA ou modèle de lissage exponentiel pour une ou plusieurs séries de variables dépendantes, éliminant ainsi le besoin d'identifier un modèle approprié via des tentatives et des erreurs. Vous pouvez également identifier un ARIMA ou un modèle de lissage exponentiel personnalisé.

Pour utiliser le modélisateur de séries chronologiques, à partir de la barre de menus, sélectionnez '**Analyze**'/'**Forecasting**'/'**Create Models**'



La boîte de dialogue '**Time Series Modeler**' apparaît :



C. Création de modèles et prévisions :

Poursuivons à partir de la boîte de dialogue **'Time Series Modeler'** que vous aurez fait apparaître.

Pour créer un modèle :

1. Dans la zone **'Dependent Variables'**, glissez une ou plusieurs variables dépendantes à modéliser.
2. Depuis la liste déroulante des méthodes, sélectionnez une méthode de modélisation. Pour la modélisation automatique, conservez la méthode du modélisateur expert par défaut. Vous invoquerez ainsi le modélisateur expert pour déterminer le modèle le plus approprié pour chacune des variables dépendantes.

Pour produire des prévisions :

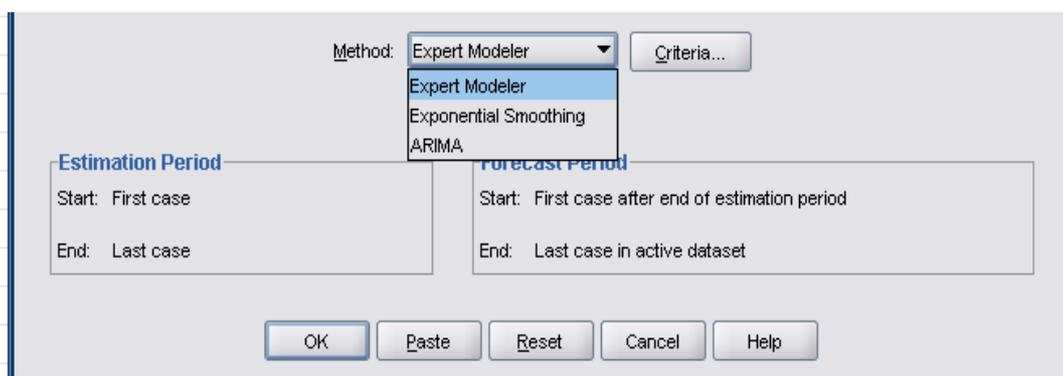
1. Cliquez sur l'onglet **'Options'**.
2. Indiquez la période de prévision. Un diagramme sera produit, incluant les prévisions et les valeurs observées.
3. Utilisez si vous le désirez les onglets **'Statistics'** et **'Plots'**, pour spécifier quels résultats vous désirez voir en sortie.

L'onglet **'save'** permet de sauvegarder les résultats de la prévision dans l'éditeur de données.

Pour procéder au traitement de la chronique, il ne reste plus qu'à spécifier la méthode choisie dans la case **'Method'**, et d'appuyer sur **'OK'**.

D. Méthodes de modélisation :

Les méthodes de modélisation disponibles dans le **'Time Series Modeler'** sont : **'Expert Modeler'**, **'Exponential Smoothnig'**, et **'ARIMA'**



- **Le Modélisateur expert : ('Expert Modeler')**

Le modélisateur expert trouve automatiquement le modèle le plus approprié pour chaque série dépendante. Si les variables indépendantes (explicatives) sont indiquées,

le modélisateur expert sélectionne des variables ayant une relation statistiquement significative avec la série dépendante pour les inclure dans les modèles ARIMA. Les variables de modèle sont transformées le cas échéant à l'aide de transformation par différenciation, par racine carrée ou par log népérien. Par défaut, le modélisateur expert prend en compte les modèles de lissage exponentiel et les modèles ARIMA. Toutefois, vous pouvez limiter le modélisateur expert pour qu'il ne recherche que les modèles ARIMA ou les modèles de lissage exponentiel. Vous pouvez également indiquer la détection automatique des valeurs éloignées.

- **Le Lissage exponentiel :** ('Exponential Smoothnig')

Utilisez cette option pour indiquer un modèle de lissage exponentiel personnalisé. Vous pouvez choisir parmi une variété de modèles exponentiels qui diffèrent dans leur manière de traiter la tendance et la saison.

- **ARIMA :**

Utilisez cette option pour indiquer un modèle ARIMA personnalisé. Ceci implique de spécifier de manière explicite les ordres autorégressifs et de moyenne mobile ainsi que le degré de différenciation. Vous pouvez également spécifier la détection automatique des valeurs éloignées ou spécifier un ensemble explicite de valeurs éloignées.

Remarque :

- Le bouton '**Criteria**' est celui qui permet d'indiquer les détails de modélisation.
- Pour les modèles ARIMA personnalisés, les séries chronologiques à modéliser doivent être stationnaires. La méthode la plus efficace pour transformer une série non stationnaire en une série stationnaire nécessite l'utilisation d'une différence.
- Le modélisateur expert offre la possibilité de considérer les modèles saisonniers uniquement si une périodicité a été définie pour l'ensemble de données actif.

Résultats obtenus :

Prévision de prix à l'horizon 2030 64 US\$ (dollar constant de 2008)

Model Description

	Model Type
Model ID 11.793903147048859 Modèle_1	ARIMA(3,0,0)

Model Statistics

Model	Number of Predictors	Model Fit statistics								Ljung-Box Q(18)			Number of Outliers
		Stationary R-squared	R-squared	RMS E	MAP E	MAE	Max APE	Max AE	Normalized BIC	Statistics	DF	Sig.	
11.793903147048859-Modèle_1	0	,882	,854	8,213	15,631	4,829	60,466	48,696	4,517	29,292	15	,015	5

ARIMA Model Parameters

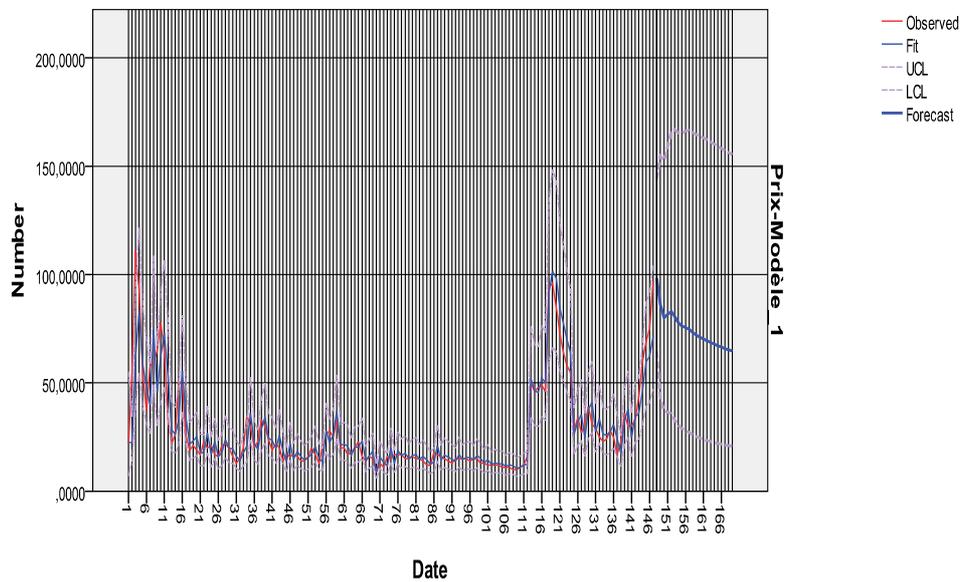
				Estimat	SE	t	Sig.
11.793903147048859-Modèle_1	11.793903147048859	Natural Log	Constant AR	2,985	,215	13,891	,000
			Lag 1	1,236	,081	15,324	,000
			Lag 2	-,745	,117	-6,374	,000
			Lag 3	,434	,078	5,577	,000

Forecast

Model	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
11.793903147048859-Modèle_1	98,3901	86,2314	80,1793	81,6514	82,9250	80,7436	77,7880	76,2595	75,6009	74,6525	73,3144	72,0802	71,1347	70,3045	69,4496	68,6028	67,8334	67,1429	66,4963	65,8791	65,2993	64,7630
Forecast	14,389	15,461	15,271	15,881	16,552	16,695	16,547	16,523	16,624	16,646	16,555	16,444	16,373	16,303	16,212	16,101	16,000	15,909	15,818	15,717	15,626	15,535
LC	64,6021	43,3471	37,0071	36,5657	35,7527	33,3042	30,3047	28,2828	28,0935	27,2744	26,2645	25,2575	24,2480	23,2364	23,2375	22,2214	22,2246	22,2208	21,2173	21,2141	21,2112	20,2086

Model Statistics

Model	Number of Predictors	Model Fit statistics							Ljung-Box Q(18)			Number of Outliers
		Stationary R-squared	R-squared	RMS E	MAP E	MAE	Max APE	Max AE	Normalized BIC	Statistics	DF	



Résultat de prévision « Fil de l'eau » :

