



**ETUDE ANALYTIQUE  
SUR LES COÛTS DES CARBURANTS  
en DOM GUYANE**

\* \*





## SOMMAIRE

### I - INTRODUCTION

- 1.1 monographie
- 1.2 données factuelles
- 1.3 détermination tarifaire

### II - DONNEES EN RECUEIL

- 2.1 Positionnement du marché
- 2.2 Données factuelles (Guyane 2007-08)
- 2.3 Taux d'assiettes
- 2.4 Secteur marchand, données
- 2.5 Données en Guyane
- 2.6 Données tarifaires, prix

### III - STRUCTURE des COUTS

- 3.1 Prix internationaux
- 3.2 Supply-Chain typique
- 3.3 Nature des prestations
- 3.4 Valeurs des composants

### IV - SYNTHESE DU MARCHÉ LIBRE

- 4.1 Composants
- 4.2 Valeurs conservées
- 4.3 Taxes, marges distrib., passage dépôt
- 4.4 prix CAF fournisseur
- 4.5 Reconstitution tarifaire

### V - OBSERVATIONS

- 5.1 Compréhension des écarts
- 5.2 Interrogations quant aux pratiques
- 5.3 Comparatif Martinique/Guadeloupe
- 5.4 Remarques & suggestions
- 5.5 Observations : pistes à explorer

### VI - ANNEXES

\* \*





## AVANT-PROPOS

L'objet du contrat a nécessité la compilation de données économiques recueillies et traitées sur la base d'éléments en provenance, notamment, des services de l'Etat, de divers acteurs du marché, des bases de collecte et connaissances du cabinet. Le consultant remercie la CGPME pour sa confiance et son assistance lors de la confection de l'étude.

Rappel : l'étude reste la propriété exclusive de son auteur et son rapport la propriété de la CGPME-Guyane, donneur d'ordre et maître d'ouvrage unique. (LDC réf. MGL/adv/wl/20080304, engagement du 9/5/2008).

L'usage du rapport n'est possible, outre le Maître d'ouvrage, qu'à titre d'information du demandeur ou des acteurs à désigner, la CGPME pouvant communiquer tout ou partie des éléments du rapport, soumis cependant à l'agrément préalable du consultant.

L'exécution des travaux et ses conclusions - menée sans esprit polémique ni partisan - ne peuvent être interprétées comme formulant un jugement de valeur, tant envers les entités concernées ou citées que sur les situations comprises et leur interprétation.

\* \*





## I - INTRODUCTION

1.1 Les actions conduites, objets de l'étude analytique, portaient sur le relevé des coûts observés en regard des prix pratiqués et, lorsque disponible, sur les charges opérationnelles les composant en zone économique Caraïbe - Guyane.

Elles ont comporté des difficultés - attendues - notamment pour l'identification des services ou de leur valeur, fixées par les prestataires dans la relation commerciale et financière d'une *supply-chain* classique (de la vente de brut à la vente du carburant au détail).

La compétition éventuelle inter-sources des fournisseurs de produits raffinés en Caraïbes, et possiblement hors zone pour certains produits aux normes de l'UE (50ppm de soufre pour les diesels) n'a pas été relevée, du fait que l'approvisionnement des DOM Antilles-Guyane reste organisé depuis la Martinique.

Les places régionales de raffinage semblent peu sollicitées pour la fourniture vers la Guyane ; c'est dans un régime de prix sujet à agrément qu'est inscrit le schéma de fourniture des carburants. Sans juger de son devenir, le potentiel limité des tonnages concernés et l'aspect stratégique (insularité, stock ?) peuvent expliquer ce fait.

Pour tenir compte de possibles imprécisions des éléments relevés - qui ne manqueront pas d'exister, la communication de valeurs n'étant pas toujours vérifiable - l'analyse des Ch. II et III a été confrontée à une ligne de coûts typiques issue du marché concurrentiel, parties intégrantes de la *supply-chain*.

Une synthèse du marché libre en est issue, traitée au ch. IV. Son élaboration s'est faite par la méthode de compilation des composants du prix 'rendu' (prix de détail), tels qu'accessibles après démarche du consultant, l'ensemble des marchés étant totalement libre. (cf. Directives transport, règles de l'U.E./CEE).

Il s'agit ainsi :

- du prix du baril de brut (pratiquement le WTI dans la zone), hors royalties et commissions (non quantifiables)
- des produits raffinés : ESP (RON95), Gasole/FOD) en pratique libre, en cotation USGC, NY harbor, ARA (Europe)
- du fret maritime pratiqué, par COA (contrat d'affrètement annuel), ou spot (VOYCP) ou par contrat à terme de gré à gré, valide en zone fermée DOM Antilles-Guyane (ex. installations de la SARA-Martinique), ou au départ de raffineries dans le périmètre Caribéen.





- des marges (plafonnées) des revendeurs et des grossistes, telles que relevées dans les décrets Préfectoraux

L'interrogation portait aussi sur les composants de la valeur du « coût CAF » du/des vendeurs-fournisseurs, traitée tout au long du rapport.

### 1.2 données factuelles en DOM Guyane - rappel :

1. consommation Guyanaise en carburants : plus de 300.000 t. en 2007; SARA-Guyane effectue la réception-stockage exclusive des produits. (Cayenne, Kourou)
2. depuis février 2007, la raffinerie SARA-Martinique est seul fournisseur de carburants vers la Guyane ; ses actionnaires (Total, Rubis \*, Esso, Texaco) sont notés comme vendeurs/détaillants vers ce marché.
3. La source d'approvisionnement usuelle en brut est le Venezuela ; mais dès 2003 des problèmes géopolitiques connus dans cet Etat auraient contraint SARA à modifier ses approvisionnements, depuis Trinidad, et/ou d'Europe du Nord. (un quart des produits ?)
4. les Préfets des DOM de la zone (Guyane en 2007) fixent mensuellement les prix maximum en 'sortie de raffinerie' par produit, les marges de gros et de détail, par Décret. (décret n° 2003-1241 du 23/12/2003 de la RF). (accord intervenu entre le Conseil de la Concurrence, la DREM, la DGCCRF, le Ministère de l'Outre-Mer).
5. Guyane et Antilles bénéficient d'un régime fiscal particulier. En Guyane, l'accise et les taxes et taux suivants sont appliqués:
  - Octroi de Mer : 4,5% sur CAF<sup>3</sup>
  - OMR : 2,5% sur CAF
  - CCIG : 3,52 €/tonne
  - TSC : par Hl (taxe spéciale de consommation)
  - TATC : (applicable au 1/1/09)
6. mise aux normes UE-CEE<sup>3</sup> des carburants : elle a porté sur les tolérances en teneur de soufre à 50ppm (*soit=0,2%*) puis 10ppm (*0,04%*). Sur décision de justice (novembre 2007) ... *les obligeant à ne plus se ravitailler pour un coût moindre (plus de deux fois moins) à Trinidad, mais à la SARA-Fort de France ... ainsi mise aux normes de l'UE.* » (sic)  
(source New Media.fr - courtesy of J. Costa)
7. une mise aux normes de la raffinerie SARA : a justifié un prêt accordé au 1/1/2008 par l'AFD (env. 19,5 M€) avec garantie de l'Etat, (cf. *Annexe I*) destiné à financer un déficit de trésorerie issu de l'étalement des hausses de prix ainsi générées.

<sup>3</sup> Transposition en France de la Règle communautaire n°2003-96/CEE





8. la mise aux normes (applicable au 1/1/2007) a entraîné une hausse immédiate de 10% sur l'ESP et 11% sur le gazole. Un échancier à trois dates a cependant été mis en place, avec hausses intermédiaires. (a priori de 11c€/l. pour l'ESP et 12c€/l. pour le GO.
9. sa contrepartie en est une taxe additionnelle à la taxe de consommation (TATC)\* instaurée en Guyane à compter du 1/1/2009 ; son produit est affecté à l'AFD et perçu jusqu'au remboursement de l'avance faite et, au plus tard au 1/1/2018. (art.88 Loi de Finances Rectificative 2007, RF).
10. prestations notées comme intégrées au calcul des prix:
  - Frais 'amont' : coûts marketing (trading, courtage)
  - Fret maritime (cf. recomposition en annexe)
  - Taux de passage
  - Financement des stocks
  - Droits de port (partiel du coût d'escale)
  - Marge importation/grossiste : fixe, au litre de produit
  - Marge détaillant : fixe, au litre de produit

### 1.3 détermination tarifaire

Le cadre réglementaire (Loi-Décrets de 1988) dispose qu'un arrêté Préfectoral de début de période (mois courant), fixe à la fois les tarifs 'de détail' des carburants et la composition des éléments contributifs : coûts, taxes et marges. Il ne semble pas prévu de mode opératoire applicable à la révision tarifaire.

- Depuis le 1/04/2007, l'offre de référence sur les produits, en base 'CAF' Guyane, émane de SARA-Martinique en début de mois ; elle semble être modifiable<sup>4</sup> pour tenir des réalités d'approvisionnement du raffineur.
- Antérieurement à cette date, un Brent daté était retenu comme référence tarifaire. (publication *Platt's McGrawhill*)
- Pour compenser l'effet de contraintes en 2007, d'une mise aux normes impératives de l'UE, une politique de « lissage » (cf. CCIG 2007) a été adoptée, répercutant le surcoût induit en 3 paliers : son inconvénient a été de générer un déficit financier du raffineur SARA. (cf. Chap. I, 1.2)

---

<sup>4</sup> Modalités non communiquées





## II - DONNEES EN RECUEIL

- 2.1 Positionnement du marché
- 2.2 Données factuelles (Guyane 2007-08)
- 2.3 Taux d'assiettes
- 2.4 Secteur marchand, données
- 2.5 Données en Guyane
- 2.6 Données tarifaires

### 2.1 Positionnement du marché

#### marchés régionaux

DOM français :

les besoins des trois DOM français de Guyane-Antilles représentent 16 à 20.000 bbl/jour. (<900.000 t/an en 2007), incluant - en 2007 - le traitement pour désulfuration de 125.000 t. de Diesel, traité par SARA Martinique.

La zone économique Caraïbe quant à elle, est productrice de produits raffinés dont elle est exportatrice ; l'offre issue de cette capacité régionale est de 1,7 million Bbls/j. au service des états de la zone.

#### En Caraïbe :

Il est relevé l'existence du pacte *PetroCaribe* (*accords révisés en 2005*) dont le Venezuela, son promoteur, fournit env. 200.000 bbls/j. aux 18 pays adhérents<sup>5</sup> de la Caraïbe, à des conditions financières favorables comparativement au marché. (cash limité à 50%, prêts LT pour le solde à taux faibles ou bonifiés).

La question posée est de savoir si les 3 DOM de Caraïbes/Guyane peuvent accéder à ces conditions, et si le fournisseur SARA est (ou peut en être un jour) adhérent.

### 2.2 Données factuelles en GUYANE (2007-2008)

Composants du prix des carburants (ESP, FDO) tels que relevés:

- offre CAF Cayenne-Kourou :
  - offre SARA dès 02/2007, ou marché antérieurement (coût et marge raffineur)
  - frais amont (marge trading, courtage sur brut/produits)
  - coût stockage, bacs export
  - fret maritime : en Time-Charter (ouvert) ou contrat négocié
  - assurances, base FOB raffinerie FDF
  - assurances maritimes (P&I, B.A., coque & machine)

<sup>5</sup> (Antigua & Barbuda, Bahamas, Belize, Cuba, Dominica, Granada, Guayana, Haiti, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Dominican Republic, San Cristobal & Nevis, Santa Lucia, St Vincent & Grenadines, Suriname, Guatemala et Venezuela).





- TSC (taxe spéciale à la Consommation)
- OM (octroi de mer)
- OMR (taxe addition. à l'OM)
- frais de passage dépôts
- Taxe CCIG
- droits portuaires (l'usage les inclut dans le fret, via le compte d'escale du navire)
- récup./expéd. huiles usées
- Marge grossiste
- Marge détaillant

### 2.3 Taux d'assiette, incidences des taxes et composants

#### Exemple du prix de détail : litre ESP (RON 95) (réf. Préfecture Région Guyane, avril 2008)

Par ordre croissant de valeur (€/litre)

|                     | <i>ordre</i> | <i>valeur</i> | <i>incidence sur prix</i> |
|---------------------|--------------|---------------|---------------------------|
| - taxe CCIG         | 1            | 0,00257       | 0,15%                     |
| - droits portuaires | 2            | 0,00364       | 0,22%                     |
| - financement stock | 3            | 0,00986       | 0,60%                     |
| - frais amont       | 4            | 0,01408       | 0,85%                     |
| - OM (et OMR)       | 5            | 0,04962       | 2,9 %                     |
| - fret maritime     | 6            | 0,05500       | 3,3 %                     |
| - taux de passage   | 7            | 0,06335       | 3,8 %                     |
| - marge gros        | 8            | 0,09085       | 5,4 %                     |
| - marge détail      | 9            | 0,10000       | 6,0 %                     |
| - Taxe spéciale     | 10           | 0,63960       | 38,3 %                    |
| - prix départ       | 11           | 0,63983       | 38,4 %                    |

### 2.4 Données économiques secteur marchand (brut, produits raffinés)

Un relevé des prix du brut (cotation WTI, (itération mensuelle) sur l'année 2007 et 1<sup>er</sup> et 2<sup>ème</sup> trim. 2008, est produit en annexe accompagné du prix de l'ESP (Regular, Premium Gasoline) et du diesel (D2-FOD) sur les places principales de cotation/fourniture.

#### Zone Caraïbe

La Caraïbe comporte un minimum de six unités de raffinage de taille et aux standards internationaux, indiquées ci-après ; en parallèle, de petites unités répondent à la demande locale (ex. SARA en Antilles Françaises), alors que les gros ensembles servent un panel de produits raffinés, à destination notamment de l'Amérique du nord, principalement les USA. (sources The Economist, CED, EIA Usa)







Dans sa dynamique de production, l'ensemble Caraïben est importateur net d'énergie fossile, utilisé comme bassin de stockage de brut originaire hors de sa zone d'action, et comme ensemble de raffinage régional.

Raffineries répertoriées (C >100.000 bbl/j.):

- ❖ HOVENSA : 490.000 bbl/j - (BVI, USA) : plus grande raffinerie des caraïbes, est consortium PDVSA et Amerada Hess ; sert les USA en produits raffinés.
- ❖ ISLA REFINERIE (Antilles Néerl.): 320.000 bbl/j. opérée par PDVSA, Caracas
- ❖ ARUBA, San Nicolas : 230.000 bbl/j : opérée par Valero
- ❖ Pointe-a-Pierre, Trinidad & Tobago : 140.000 bbl/j : Petrorin & BHP Billiton, Phoenix Park) dont elle exporte en Caraïbe 70% de sa capacité, en sus de sa production de GNL (50.000 bbl/j, Atlantic GNL).
- ❖ Cienfuegos, Cuba : 70.000 bbl/j. relancée en janvier 2008 ; Joint Venture CUPET et PDVSA (maxi 105.000 bbl/j) qui dépasse déjà sa capacité initiale ; (total capacité de CUPET - Cuba: 140.000 bbl/j en 4 sites).
- ❖ Saint Elizabeth (Jamaïque) : 250.000 bbl/j : projet de raffinerie (2 milliards US\$) approuvé par le gouvernement ; opération par PCJ (Petroleum Corp. of Jamaica), sous réserve des mesures d'impact environnemental.

## 2.5 Données collectées en Guyane

### 2.5.1 relevé des prix de détail (ESP/Gazole-FOD)

(cf. fiches-arrêté Préfectoral, Région Guyane):

|  |                                    |
|--|------------------------------------|
| <b>&gt; au 1<sup>er</sup> mai 2008</b>     | <i>dont minoration temporaire:</i> |
| - 1,60 €/l pour l'ESP                      | - 0,07 c€/l.                       |
| - 1,39 €/l pour le gazole/FOD              | - 0,06                             |
| <b>&gt; au 1<sup>er</sup> juin 2008</b>    |                                    |
| - 1,60 €/l pour l'ESP                      | - 0,07                             |
| - 1,39 €/l pour le gazole/FOD              | - 0,06                             |
| <b>&gt; au 1<sup>er</sup> juillet 2008</b> |                                    |
| - 1,64 €/l pour l'ESP                      | - 0,04                             |
| - 1,43 €/l pour le gazole/FOD              | - 0,03                             |

NOTA :

- au 1/7, comparés à juin, les prix enregistrent une hausse de 4c€ (sur ESP et Gasole) par application des paliers mentionnés (cf. Ch. I, 1.2/1.3.) et du lissage des hausses liées à la mise aux normes.
- les minorations temporaires sont réduites à - 4c€ (ESP) et - 3c€ (Gasole)
- les hausses du brut constatées (Index WTI, période mai/juillet, soit + 21%, ne seraient pas encore répercutées.
- > réf. de la presse Guyanaise *JUIN 2008* : « les derniers approvisionnements ont réalisés à des conditions favorables, la raffinerie des Antilles n'ayant pas encore à ce jour, traduit dans ses prix de sortie la répercussion des prix du brut »).





## 2.5.2 Martinique et Guadeloupe:

Voir annexes tarifaires 2007/2008 et arrêtés tarifaires (ESP/FDO) des Préfets de Régions. (Tableau annexe ).

On notera une structure de perception de taxes similaires à la Guyane, les deux DOM Antillais appliquant toutefois une taxe supplémentaire fixe de 1,021€/Hl. (Elément C), affectation à préciser.

## 2.6 Données tarifaires, prix

(Sources : EIA USA, Bunkerworld, IFP, UFIP, Dir. Douanes, DGCCRF, DIREM-ECOFI)

### 2.6.1 prix de références (cf. Annexe prix carburants)

#### Références tarifaires

Les prix ci-après du 1<sup>er</sup> semestre 2008, sont notés au départ des zones de vente/exportation de produits accessibles aux transactions vers la Caraïbe.

**Tableau 1** **PRIX EN USD** (en c\$/gallon)

|        | Crude Oil FOB (USD/Brl) |        | Regular Gasoline |         | Gasoil  | Diesel N° 2<br>Low Sulfur FOB |         |
|--------|-------------------------|--------|------------------|---------|---------|-------------------------------|---------|
|        | WTI Cushing             | Brent  | NY Harbor        | U.S. GC | ARA FOB | NY Harbor                     | U.S. GC |
| Jan-08 | 92,97                   | 92,18  | 232,83           | 231,92  | 255,15  | 257,023                       | 254,455 |
| Fév-08 | 95,39                   | 94,99  | 236,516          | 241,033 | 271,80  | 271,89                        | 271,711 |
| Mar-08 | 105,45                  | 103,64 | 247,838          | 267,742 | 305,57  | 317,202                       | 312,935 |
| Avr-08 | 112,58                  | 109,07 | 284,194          | 300,58  | 331,30  | 334,515                       | 331,449 |
| Mai-08 | 125,4                   | 122,8  | 324,863          | 333,101 | 380,84  | 376,577                       | 369,311 |
| jun-08 | 133,88                  | 132,32 | 343,797          | 344,849 | 392,64  | 386,325                       | 382,191 |

(conversion USD cts/Gal >> EUR cts/Litre K = 0,1672)

**Tableau 2** **PRIX EN EUROS**

|        | Crude Oil FOB (USD/Brl) |        | Regular Gasoline |         | Gasoil  | Diesel N° 2<br>Low Sulfur FOB |         |
|--------|-------------------------|--------|------------------|---------|---------|-------------------------------|---------|
|        | WTI Cushing             | Brent  | NY Harbor        | U.S. GC | ARA FOB | NY Harbor                     | U.S. GC |
| Jan-08 | 92,97                   | 92,18  | 38,93            | 38,78   | 42,66   | 42,97                         | 42,54   |
| Fév-08 | 95,39                   | 94,99  | 39,55            | 40,30   | 45,44   | 45,46                         | 45,43   |
| Mar-08 | 105,45                  | 103,64 | 41,44            | 44,77   | 51,09   | 53,04                         | 52,32   |
| Avr-08 | 112,58                  | 109,07 | 47,52            | 50,26   | 55,39   | 55,93                         | 55,42   |
| Mai-08 | 125,40                  | 122,80 | 54,32            | 55,69   | 63,68   | 62,96                         | 61,75   |
| jun-08 | 133,88                  | 132,32 | 57,48            | 57,66   | 65,65   | 64,59                         | 63,90   |

- WTI base Cushing, Okl., USA  
- ARA : Amsterdam/Rotterdam/Antwerp - FOB  
- Brent, north sea

- New-York (harbour) terms  
- US Gulf Coast states (FOB)





## 2.6.2 - Prix comparés des carburants ESP et Gasoil/FDO

Le comparatif ci-dessous est libellé en FOB pour la compatibilité entre les sources. Il ne tient compte ni du coût de marketing (*frais amont* de 2,2% relevés en Guyane) ni *a fortiori* du fret maritime.

(cf. tableaux mensuels DRCCRF, tarifs agréés par la Préfecture de Région).cf. fiches DDCCRF).

### TABLEAU COMPARATIF : PRIX du MARCHE INTERN. / PRIX en GUYANE

> [\(Tableau 3\) carburant : ESP \(95 RON\)](#)

(en Euros cts/Litre)

| CARBURANT : | Premium Gasoline FOB |         | ESP 95   | écarts SARA / marché USA |       |
|-------------|----------------------|---------|----------|--------------------------|-------|
|             | NY Harbor            | U.S. GC | FOB SARA | en %                     | c€/l. |
| avr-08      | 49,90                | 52,77   | 63,983   | +25%                     | 12,6  |
| mai-08      | 57,04                | 58,47   | 63,983   | +11%                     | 6,2   |
| jun-08      | 60,35                | 60,54   | 64,728   | +7%                      | 4,3   |

> [Tableau 4\) carburant : DIESEL / FOD](#)

(en Euros cts/Litre)

| CARBURANT : | Premium Gasoline FOB |         | ESP 95   | écarts SARA / marché USA |       |
|-------------|----------------------|---------|----------|--------------------------|-------|
|             | NY Harbor            | U.S. GC | FOB SARA | en %                     | c€/l. |
| avr-08      | 55,93                | 55,42   | 64,845   | +17%                     | 9,2   |
| mai-08      | 62,96                | 61,75   | 64,845   | +4%                      | 2,5   |
| jun-08      | 64,59                | 63,9    | 65,416   | +2%                      | 1,2   |

NOTA : - le RON du *premium* gasoline aux USA est de 92 (95 pour le ESP européen).  
 - niveaux du premium (USGC et NY h.) = moyenne d'états USA sous prix libellés FOB USGC  
 - écart moyen de prix constaté entre *regular* (ordinaire) et *premium* gasoline : +5 %

### CONSTAT DES ECARTS (2<sup>ème</sup> trimestre 2008)

- **Sur l'ESP** : l'écart SARA/USGC est en faveur du marché, mais passe de +21% en avril à + 7% en juin en diminution.
- **Sur le Gasoil/FOD** : l'écart SARA / USGC est en faveur du marché et passe de +17% à +2,4% en juin en diminution.





#### Explication de la réduction d'écart:

Elle peut être le fait des sources d'approvisionnement identiques de la SARA aux sources de gasoil du marché des raffinés (gasoil/diesels), lui-même en renchérissement.

Au global, il est noté que la production de Diesel/Gasoil/FOD est déficitaire, en regard de la demande en Europe/Amérique du nord et de son incitation; politique favorable au Gasole routier notamment).

L'offre et la demande, en déséquilibre durable, pourraient tendre à s'équilibrer si un major (TOTAL semble-t-il) peut argumenter une politique d'accroissement de sa capacité de raffinage. (qui semble le cas à l'horizon 2010/12).

#### **2.6.3 - Marge brute de raffinage (MBR)<sup>6</sup> - Coût de raffinage**

Une définition générique figure en annexe (source : DIREM ECOFI, Min. de l'Economie, Paris), pour éviter toute interprétation entre les notions de charges opérationnelles et l'analyse des prix des produits.

- marge brute de raffinage (MBR) :  
valeur d'analyse issue du prix des produits raffinés référencés sur le marché (spot) de Rotterdam, comparés aux prix du brut (BRENT daté), abondé du fret (indice BRS, AFRA), de l'assurance, de la perte tolérée. (0,6% de ces valeurs).

NOTA : La MBR telle que relevée au cours de l'étude (cf. UFIP Paris) indique une augmentation notable dans les années 1997/2006; le constat peut en être, outre l'accroissement des cours du brut, soit l'affaiblissement de compétitivité d'une raffinerie, soit une augmentation de marge du raffineur.

- coût de raffinage :  
valeur propre à chaque raffinerie, impliquant d'une part le type normatif (base line aux USA) ou normes en valeurs absolues (cas de l'UE), d'autre part la taille et l'obsolescence possible d'une unité de raffinage.  
Un tel coût est interne, non divulgué, comme élément de gestion du compte d'exploitation - donc de la marge nette du raffineur.

Il est à noter que l'effet de taille (volume), le type de raffinage (par ex DRVC) et l'âge de la raffinerie ont un impact conséquent sur sa profitabilité ; le coût d'investissement (2008) minimum d'une unité DCVR est d'env. 2 milliards US\$.

- le renforcement normatif des produits raffinés (réf. Directives de l'UE : réduction du soufre @ s <10ppm (en 2010/2015), est une contrainte additionnelle du raffineur par un surcroît de charges d'équipement, cependant amortissable sur le terme.

NOTA : le parc de raffinage en France métr. est de 13 unités, moyenne d'âge 25 ans

<sup>6</sup> (cf. annexe ; source Ministère de l'Economie ECOFI, DIREM - Paris-Bercy)





#### 2.6.4 Comparatif : base offre du marché : WTI, NY, ARA

Du fait de la présence des DOM français en zone d'influence nord-américaine et caribéenne (*production-raffinage-stockage*), il est apparu utile de comparer les prix (et composants) relevés sous influence des principes tarifaires et fiscaux dans la zone économique.

Une série de 4 tableaux présentent le décomposé des prix de détail (*retail price*) sur la base d'approvisionnements ex USA (prix WTI) ou ex ARA (UE)(tableau EIA)<sup>7</sup> et en Guyane, après assimilation/regroupement de certains des composants. (sources CCIG, Douanes).

Un rappel en marge illustre l'impact d'une fiscalité différente (aux USA, à la fois celle des Etats US et du cadre fédéral).

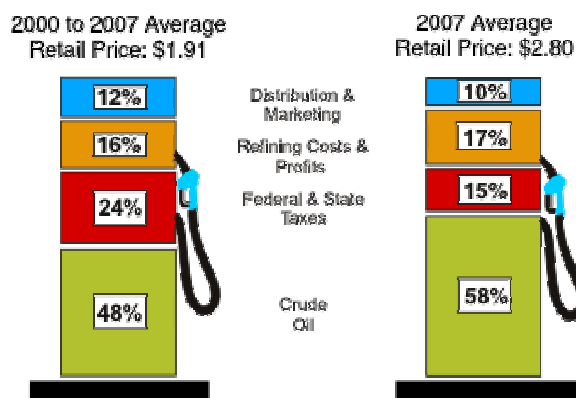
##### NOTA 1:

Ces tableaux montrent la constance d'une moindre taxation des combustibles aux USA, en comparaison de la France (et DOM Guyane - Antilles)

##### NOTA 2 : Remarques comparatives au sujet du marché USA (cf. EIA) :

- Le global des taxes aux USA passe de 24% sur brut (période 2000/2007) à 15% puis 10% en 2008 (cf. EIA).
- Le « *refining cost and profit* » aux USA (ESP/FDO) est notée à 16% du prix de vente détail (période 2000/07), passant à 17% en 2007 sur le GO.
- Le Net « *Refining Margin* » (marge nette de raffinage) aux USA s'est accrue de 52% (2006/2005), après charges opérationnelles du raffineur.

#### Visuel des composants 'pricing' relevé aux USA (évolution 2000/2007)



Source: Energy Information Administration

<sup>7</sup> EIA : Energy Information Administration, USA. (Financial Reporting System).





### III - STRUCTURE DES COUTS

- 3.1 Prix internationaux
- 3.2 Supply-Chain typique
- 3.3 Nature des prestations
- 3.4 Valeurs des composants

#### 3.1 Prix internationaux

- 3.1.1 brut : WTI / Brent daté (North sea)
  - 3.1.1.1 voir tableau Annexe N° moyennes mensuelles (sur 12 mois)
- 3.1.2 produits raffinés ESP / FOD-Gasoil
  - 3.1.2.1 voir tableau Annexe N° moyennes mensuelles (sur 12 mois)

#### 3.2 Supply-chain typique

Enoncés :

- 3.2.1 Constat sur les intermédiaires :
  - les intervenants dans la chaîne sont fournisseurs (avec barèmes publiés) du produit et/ou prestataires de services.
  - hormis les services issus de coûts répertoriés (ex. barèmes portuaires), la facturation identifiée ne semble pas toujours relever de contrats spécifiques (coût de passage, stockage, financement du stock ?);
  - l'assiette de facturation est identifiée comme relevant soit de forfaits (coût d'escale/droits de passage ?), soit de barèmes à l'unité physique du produit (poids, volume) ;
  - les taxes sont souvent assises sur le volume importé (€/hl)

#### 3.2.2 Nature des constituants

- la valeur cotée du brut,
- le coût de raffinage,
- financement stock
- marges fournisseur et raffineur
- coûts de stockage, livraison FOB
- fret maritime
- droits de port
- passage portuaire post CAF (déchargement)
- marge grossiste
- marge détaillant





### 3.3 Nature des prestations

Sur le marché international, les prestations identifiées et valorisées *a priori*, correspondant alors à des contrats réputés séparés à conclure, ainsi sujets à négociation et fixation finale (sur une durée) ; elles sont reprises dans le coût global CAF destination.

### 3.4 Valeurs des composants

Les valeurs sont celles relevées selon les publications disponibles, généralement FOB des produits cotés au départ des places de marché citées. (tableaux en annexes).

Résumé :

- . les valeurs de Guyane ont été conservées dans les comparatifs lorsque typiques de la pratique tarifaire au DOM, ou bien imposées par un cadre structurel. (aucun choix alternatif).

Toutefois, figure au Ch. IV Synthèse, le rappel des montants connus du 'marché libre'. (exemple : au titre des marges de gros et détail)

- . celles issues du marché sont indiquées pour la valeur recueillie

- . celles ressortant de taxes (Etat, Collectivités) sont reprises à l'identique





## IV - SYNTHÈSE DU MARCHÉ LIBRE

La synthèse ci-après tente d'éclairer les éléments recueillis, pour comparaison avec ceux provenant du marché, tant pour les produits raffinés que pour les services aux produits.

### 4.1 composants

Les éléments suivants sont pris aux valeurs des marchés ou aux valeurs validées en Guyane:

- . brut (WTI Okl.)
- . produits raffinés (USG, NY harb. ou ARA)
- . coûts 'marketing' (dits 'frais amont')
- . coûts de passage
- . financement de stock
- . droits de port
- . marge de gros et marge de détail, à l'identique du relevé.
- . fret maritime : au taux d'affrètement du marché  
(une rotation Antilles-Guyane : Fort de France, Pointe-à-Pitre, Cayenne, Trinidad, deux ports 'en route'), avec estimation du compte de charges (donc du fret) est produit en annexe, sur les bases ci-après:
 

|                       |                                    |
|-----------------------|------------------------------------|
| ❖ durée de rotation   | 15 j.                              |
| ❖ Port en lourd       | 7 à 8.000 t (dwcc)                 |
| ❖ taux d'affrètement  | \$ 14.000 /j. (marché TC 6/6 mois) |
| ❖ coût d'escale moyen | \$ 90.000 par rotation             |
| ❖ charges diverses    | \$ 8.500 par rotation              |

(fiche détaillée du compte de charges en annexe).

### 4.2 Valeurs conservées

- . celles relevées en Guyane, considérées comme référence 'zone', soit :
- . coûts d'escale, coûts de passage, financ<sup>t</sup> stock

### 4.3 Taxes, marges distrib./passage dépôt

- . celles validées par la Préfecture de Région et DDCCRF

### 4.4 Prix fournisseur (cf. tableaux annexés, et ch. III)

- . pour le brut, sur base FOB WTI Okl. USA
- . pour produits raffinés : prix publiés, places USGC, NY harbor, ARA)







## 4.5 Reconstitution tarifaire

4.5.1 Il a été recomposé un prix 'rendu' (à la pompe) pour l'ESP 95, et le Gasole, sur la base d'approvisionnements *a priori* accessibles aux revendeurs en Caraïbe, intégrant les constituants mentionnés au chapitre précédent, pour les comparer aux prix relevés en Guyane. (cf. fiches-tab. DDCCRF, Cayenne 2007/08).

| EUR/\$ 1,56           |         | en cts € / litre          |                 | Observations :    |
|-----------------------|---------|---------------------------|-----------------|-------------------|
| Gall/lit. 3,785       |         |                           |                 |                   |
| <b>ESP</b>            |         | <b>Base prix : USGulf</b> | <b>FOB SARA</b> |                   |
| Brut                  | FOB WTI | 50,757                    | 58,168          |                   |
| Taxes                 |         | 65,697                    | 65,697          | taxes USA : 6,859 |
| Transport             |         | 3,650                     | 5,500           |                   |
| Raffinage             |         | 6,173                     | NA              |                   |
| Frais amonts          |         | NA                        | 1,432           |                   |
| Passage et            |         |                           | 6,335           |                   |
| marges visibles (G+D) |         | 19,085                    | 19,085          |                   |
|                       |         | 145,362                   | 156,217         | d= +10,9 c€       |
| <b>FOD Gasole</b>     |         | <b>Base prix : USGulf</b> | <b>FOB SARA</b> |                   |
| Brut                  | FOB WTI | 51,519                    | 58,757          |                   |
| Taxes                 |         | 66,312                    | 66,312          | Taxes USA : 7,296 |
| Transport             |         | 3,400                     | 5,500           |                   |
| Raffinage             |         | 13,474                    | NA              |                   |
| Frais amonts          |         | NA                        | 1,445           |                   |
| Passage et            |         |                           | 6,335           |                   |
| marges visibles (G+D) |         | 19,085                    | 19,085          |                   |
|                       |         | 153,790                   | 157,434         | d= + 3,6 c€       |
| <b>ESP</b>            |         | <b>Base prix : ARA</b>    | <b>FOB SARA</b> |                   |
| Brut                  | FOB WTI | 50,757                    | 58,168          |                   |
| Taxes                 |         | 65,697                    | 65,697          | Taxes USA : 6,859 |
| Transport             |         | 4,744                     | 5,500           |                   |
| Raffinage             |         | 6,173                     | NA              |                   |
| Frais amonts          |         | NA                        | 1,432           |                   |
| Passage et            |         |                           | 6,335           |                   |
| marges visibles (G+D) |         | 19,805                    | 19,085          |                   |
|                       |         | 146,456                   | 156,217         | d= + 9,8c€        |
| <b>FOD Gasole</b>     |         | <b>Base prix : ARA</b>    | <b>FOB SARA</b> |                   |
| Brut                  | FOB WTI | 51,519                    | 58,757          |                   |
| Taxes                 |         | 66,312                    | 66,312          | taxes USA : 7,926 |
| Transport             |         | 5,206                     | 5,500           |                   |
| Raffinage             |         | 13,474                    | NA              |                   |
| Frais amonts          |         | NA                        | 1,445           |                   |
| Passage et            |         |                           | 6,335           |                   |
| marges visibles (G+D) |         | 19,085                    | 19,085          |                   |
|                       |         | 155,596                   | 157,434         | d= +1,8 c€        |





#### 4.5.2 Les données :

- Les valeurs du brut et des raffinés sont FOB départ
- le prix SARA inclut les coûts du produit et son raffinage (coût+marge)
- le raffinage apparait séparément dans le cas du marché ( WTI)

#### 4.5.3 Remarques :

- période : 2<sup>ème</sup> trimestre 2008 (moyenne trimestrielle)
- méthode : compilation des composants relevés de la supply-chain
- total des taxes Guyane appliqué également à la synthèse (taxes USA pour info)
- frets ex USC/ARA : réf. marché T/C (6/6 ou 12 mos) prod-tanker 32/35.000 dwt
- le montant des taxes en Guyane est 9 fois plus élevé qu'en zone américaine

#### A noter :

> s'agissant des mêmes sources d'approvisionnement en produits (ESP, Gasole) au départ des places ouvertes (ARA, NY h., USGC), les écarts se révèlent peu significatifs, notamment au 2<sup>ème</sup> Trimestre 2008, les prix pratiqués ne différant que peu entre revendeurs via traders.





## V - OBSERVATIONS

- 5.1 Compréhension, interprétation des écarts
- 5.2 Questionnement
- 5.3 Comparaison Guyane, Martinique / Guadeloupe
- 5.4 Suggestions, remarques

### 5.1 Compréhension des écarts

L'analyse a porté sur les trois derniers mois significatifs accessibles : mai/juin/juillet 2008 :

- > **sur l'ESP** : il semble provenir d'un niveau de prix FOB plus élevé que les places en référence ; s'agissant de raffinage en Martinique, seule la SARA peut apporter une contribution à l'écart
- > **sur le Gasoil/FOD** : l'écart est moindre, du fait déjà mentionné d'une source européenne en produits raffinés sujette à cote identique pour les opérateurs se servant sur le marché mondial, outre leurs capacités de raffinage propre

### 5.2 Interrogations quant aux pratiques relevées

En rapport avec les diverses pratiques du marché telles qu'observées, il est relevé quelques points sans réponse:

- Le détail de l'offre 'vendeur' n'est pas connu, ni les références de sa variation (mensuelle en l'état)
- la prise en compte de 'frais amont' par le vendeur (SARA) devrait donner lieu à évidence de la présence de ces charges à tiers dans le prix
- une ligne 'droits de port' : s'agit-il des *port dues* à la marchandise ou celles acquittées par l'armateur-opérateur par ses débours d'escale ?
- financement de stock : coût usuellement inhérent aux charges opérationnelles du métier concerné (règles OMC) supportées par le vendeur ; sauf s'il s'agit d'un accord consenti par le marché 'acheteur' ? quid ?

### 5.3 Comparatif avec Martinique et Guadeloupe

5.3.1 Les taxes perçues, leur assiette de calcul et les prestations aux produits raffinés sont similaires, avec cependant des montants perçus qui diffèrent :

- dans le coût 'FRET' - la Martinique est sans besoin fret - que l'on devrait retrouver au crédit du prix de détail. Les écarts ne traduisent pas le montant provisionné au titre du fret (0,055 €/Hl). Ce point pourrait donner lieu à débat entre le vendeur CAF (SARA) et les acteurs.
- dans le montant des taxes perçues : TSC notamment (tableau ci-après)





L'examen des données recueillies, l'appréciation neutre des valeurs des composants sur l'exercice 2007, à l'exemple du gazole routier, appelle quelques remarques d'évidence :

- la **TSC** : la Guyane taxe le Gazole au taux le plus élevé des trois DOM Antilles-Guyane ; sur une base 100 en Martinique la TSC est plus élevée de :
  - + 88 % en Guyane           =>    + 20 c€ par litre
  - + 58 % en Guadeloupe   =>    + 13 c€ par litre
  
- la **valeur CAF** du vendeur (SARA Martinique) rendu destination de l'acheteur, elle aussi en base 100 en Martinique, est plus élevée de :
  - + 13 % en Guyane           =>    + 7 c€ par litre
  - + 5 % en Guadeloupe   =>    +2,5 c€ par litre
 S'agit'il du fret ?
  
- la **marge de gros** en Guyane est de + 50 % de celle des Antilles et représente :
  - + 13 % en Guyane           =>    + 3 c€ par litre
  
- la **marge de détail** en Guyane est à parité avec celle pratiquée en Martinique, mais représente - 30% de celle appliquée en Guadeloupe, soit :
  - - 30 % en Guyane           =>    - 3,6c€ par litre

### 5.3.2 Fiscalité en métropole

Le tableau ci-après indique les valeurs de la TIPP (équivalence à la TSC) en mai 2008. A niveaux de PIB différents entre DOM-Guyane et métropole (coefficient 0,60), la TSC et la TIPP sont toutefois constatées comparables en valeur. (hors professions en exonération).

| Produits                          | TIPP en €/hl<br>en €/m3 pour le GNV,<br>€/t pour GPL-c | PCI en GJ/hl, en<br>GJ/m3 pour GNV<br>et GJ/t pour GPL-c | Fiscalité<br>en €/GJ |
|-----------------------------------|--|--|----------------------|
| Supercarburant                    | 63,96  | 3,202  | 19,98                |
| Super sans plomb (1) ESP          | <b>60,69</b>   | 3,202  | 18,95                |
| Gazole (1) FDO                    | <b>42,84</b>   | 3,535  | 12,12                |
| Fioul domestique                  | <b>5,66</b>  | 3,535  | 1,60                 |
| Emulsion d'eau (gazole carburant) | 30,2   | 2,129  | 14,18                |
| GPL-c                             | 107,6  | 45,828   | 2,35                 |
| GNV                               | 0,08   | 0,038  | 2,35                 |

© Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement Durables,

© Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi, DGEMP, le 26/02/2008





## 5.4 Remarques et suggestions

### 5.4.1 Méthode de calcul

A l'issue de l'analyse et sans intention de s'immiscer dans les prérogatives des décisionnaires, une interrogation légitime peut porter sur la méthode de constitution des prix et - à la demande - de sa révision éventuelle. La question a été relevée comme posée de façon récurrente, y compris par le pouvoir politique.

En effet, la méthode en place compile taxes et marges composant un prix 'public', chacune avec sa perception; le risque sur sa durabilité serait qu'elle soit comprise comme récupérant l'effet d'aubaine, par tout ou partie des participants dans la *supply-chain*. (en phase de forte hausse du brut)

### 5.4.2 Recommandations

Il serait logique - et novateur ? - de pouvoir éventuellement :

- isoler la part du brut - donc sa hausse - et de fixer par négociation les niveaux de marges et de taxes, selon la justification posée par chaque intervenant dans la supply-chain (ex. cas d'une affectation budgétaire) ou besoin financier au réel (cas d'un RBC de structure, amortissement financier nécessaires).
- prévoir la réversibilité du mécanisme, qui ne saurait alors être affecté par un retournement conjoncturel du prix du brut. (éventualité jugée plausible par l'OPEP, cf. Bloomberg 27/7/08)
- maintenir une base d'édition/publication mensuelle

### 5.4.3

Ecueil à contourner : le consultant estime fondée une formulation de mise en garde tendant à éviter les effets - souvent constatés - du cumul d'intermédiaires d'une chaîne (exemple pris d'une cascade de marges et/ou taxes à coefficients ou assiettes hétéroclites).

Dans un tel cas, le risque peut devenir celui de l'effet inhérent à une progression mathématique (à coefficient constant) illustrée ainsi :

- > exemple de base tarifaire **100** :
  - et un  $K^{\text{marge}}$  identique, exemple : hypo (basse) de : 20% par intervenant
  - prix final :  $100 \times 1,20^5 = 149$  % de hausse en masse financière, soit un multiplicateur final **k= 2,49**
- > la marge de chaque intermédiaire atteindrait en masse :
 

|                     |      |
|---------------------|------|
| - intermédiaire 1 : | 20,0 |
| - intermédiaire 2 : | 24,0 |
| - intermédiaire 3 : | 28,8 |
| - intermédiaire 4 : | 34,6 |
| - intermédiaire 5 : | 41,4 |





Attention : un tel écart entre 1<sup>er</sup> et 5<sup>ème</sup> intermédiaires (+107% dans l'exemple), risquerait d'apparaître difficilement acceptable par les associations consoméristes; l'effet d'aubaine né de la flambée du coût de l'énergie fossile (cf. confirmation par les résultats financiers des Majors du secteur, 2007/2Qs 2008), - voire son inversion de tendance, toujours possible - pourrait alors être compris comme plutôt lié à l'aubaine qu'à l'effort 'gestionnaire' des intervenants.

Il gagnerait à être exprimé :

- par fixation d'un niveau de marge négocié avec chaque prestataire, dans un cadre valorisant **les montants** - non les coefficients de marge - de l'effort accepté à répartir entre participant de la *supply-chain*
- sous l'arbitrage-autorité Préfectoral en son pouvoir d'engagement d'un barème périodique.
- déconnecté des variations du prix du brut, et prémunissant les acteurs contre un rejet du consommateur envers un système de fixation des tarifs ne pouvant pas toujours répondre à la demande de justifications des variations appliquées.

### 5.5 Observations - pistes à explorer

Les divers items listés ci-après peuvent constituer des pistes pouvant ouvrir sur des négociations (interprofessionnelles ?) et/ou économique-politiques. Ces points formalisent un aspect fondamental de la conclusion:

- aucune prestation dans la chaîne ne devrait se considérer comme 'verrouillée'
- il est souhaitable qu'aucun niveau de perception - taxes ou services - ne demeure intangible

Ainsi, si tous les éléments de la supply-chain reconstitués (au Chapitre IV) pouvaient jouer à plein la libre pratique du marché, le prix rendu à la pompe pourrait être diminué de 7 % pour l'ESP et 2,3% pour le Gasole/FOD.

Les décideurs, ensemble ou séparément, pourront répondre ou pas, de leur vision dans ces matières. Il est clair que le risque de mécontentement durable pourrait servir de révélateur à une telle démarche constructive, surtout si elle devait émerger hors des lois de la négociation raisonnée.

#### 5.5.1 TAXES sur carburants (ESP, Gasoil-FOD) :

le total des taxes perçues en Guyane est le plus élevé des trois DOM ; la Taxe Spéciale y est plus élevée que les deux DOM Antillais ; celle-ci représente, à son niveau actuel une masse financière similaire à celle représentée par le coût CAF de l'offre de carburants (offre SARA) ;

Or celui-ci contient outre la valeur du brut, les prestations affectées, les marges de raffinage/de fourniture décrites ci-dessus, les frais de marketing et de distribution.





Le *poids* de la TSC est ainsi devenu prépondérant dans toute action potentielle en faveur d'un éventuel ajustement ou de modification méthodologique du calcul de prix.

5.5.2 Certains **composants**, au regard de leur fonction et perception dans la chaîne, ne semblent pas être assis sur une justification formelle ou acceptée (négociée ?). (Droits de port : marchandise ? au navire ?), ou sans réelle évidence quant à leur niveau. (*fret, taux de passage portuaire ou distribution-marketing, gestion/financement de stock*), voire de la modalité de leur perception.

5.5.3 en exemple, le montant des 'frais amont' de 2,2% certes peu influent arithmétiquement, alimente le phénomène en contribuant à une hausse systémique du prix pour le consommateur.

5.5.4 Les **modes** de perception de taxes, leurs **niveaux** (en %, assiette fiscale, forfait) ne semblent pas établis ou justifiés en regard du poids économique du carburant 'à la pompe' dans la croissance régionale (transports, PIB Guyanais) ; le risque peut être une accentuation du handicap dans le déséquilibre des échanges interrégionaux. (ex. prix de l'éthanol, Brésil).

5.5.5 **MBR** : La marge brute de raffinage (MBR) est de 12 à 15% du prix du brut. En regard du bénéfice net du raffineur, du poids de ses investissements et de la montée des prix de brut, il est comparable aux relevés de la zone USA/Caraïbes.

5.5.6 **Marge de gros, marge de détail** : si on appliquait les marges (G et D) (issues du marché) aux prix des carburants en Guyane, les écarts deviendraient :

- ❖ 12,7 c€ /l. pour l'ESP
- ❖ 14,3 c€ /l. pour le Gasole/FOD

Pour conserver la cohérence nécessaire au niveau des comparaisons, les tableaux des écarts de prix entre la synthèse et le marché Guyanais (§4.5.1 p. 17), n'ont pas intégré ces différentiels.

Il n'en reste pas moins que si la synthèse (moy. 2<sup>ème</sup> trim. 2008) avait inclus les marges de gros et détail du marché, les prix à la pompe en Guyane auraient chuté aux niveaux ci-dessous :

- sur la base de prix USGC/NY :

- ❖ 1,311 € /l. pour l'ESP
- ❖ 1,410 € /l. pour le Gasole/FOD

- sur la base de prix ARA (Europe) :

- ❖ 1,322 € /l. pour l'ESP
- ❖ 1,429 € /l. pour le Gasole/FOD

- aucun ajustement éventuel des taxes en Guyane n'est pris en compte.

\* \*





## ANNEXES DIVERSES AU RAPPORT

### DIRECTIVES DE L'UE, PARLEMENT EUROPEEN EXTRAITS (2007)

**Petrol:** Member States shall also ensure that by 1 January 2012 at the latest unleaded petrol with a bioethanol content of at least 70% by volume complies with the environmental specifications laid down in Annex VIa. Moreover, fuel meeting the specification set out in Annex III shall not require specific labelling in respect of the level of ethanol or ethyl tert-butyl ether (ETBE) it contains.

**Diesel:** by 31 December 2009 at the latest, the maximum permissible sulphur content of gas oils intended for use by nonroad mobile machinery and agricultural and forestry tractors, including inland waterway vessels, shall be 10 mg/kg. This does not preclude further requirements for reductions of vessel engine emissions. Member States shall also ensure that, by 31 December 2009 at the latest, gas oils intended for use by non-road mobile machinery and inland waterway vessels are aligned with on-road diesel fuel quality as specified under Annex IV.

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil, du 31 janvier 2007, modifiant la directive 98/70/CE en ce qui concerne les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel et aux gazoles ainsi que l'introduction d'un mécanisme permettant de surveiller et de réduire les émissions de gaz à effet de serre issues des carburants utilisés dans le transport routier, modifiant la directive 99/32/CE en ce qui concerne les spécifications relatives aux carburants utilisés par les bateaux de la navigation intérieure et abrogeant la directive 93/12/CEE [COM(2007) 18 final - Non publié au Journal officiel]. La présente proposition prévoit, entre autres, de confirmer le 1er janvier 2009 comme date à laquelle le carburant diesel doit avoir une teneur maximale en soufre de 10 ppm (parts par millions); de diminuer la teneur maximale en hydrocarbures aromatiques polycycliques du carburant diesel à 8% (au lieu de 11%); de ramener la teneur maximale en soufre du gazole non routier de 1000 ppm à 10 ppm pour les utilisations terrestres et de 1000 ppm à 300 ppm pour les utilisations dans la navigation intérieure; d'augmenter la teneur en composés oxygénés et la pression de vapeur maximale autorisée pour l'essence comprenant de l'éthanol, afin d'augmenter la part des biocarburants dans la composition de l'essence, tout en prévoyant un étiquetage approprié; d'obliger les fournisseurs de carburants à réduire de 1% par an à partir de 2009 les émissions de gaz à effet de serre générées par ces carburants tout au long de leur cycle de vie (raffinage, transport et utilisation). La proposition prévoit également la simplification des directives 98/70/CE et 99/32/CE et l'abrogation de la directive 93/12/CEE, devenue superflue.







## ANNEXE TECHNIQUE

### MARGE BRUTE DE RAFFINAGE SUR BRENT

#### 1 - Type de raffinerie (Equipement : DRCV)

- Distillation atmosphérique
- Réformeur catalytique
- Craquage catalytique
- Visco-réduction.

#### 2 - Cotations du brut, produits, dollar et transport

##### a) Brut (Source : Reuters)

- Cotation moyenne du Brent daté en \$/bbl (FAB)

##### b) Produits (Source : Reuters)

- Cotations moyennes spot Rotterdam NWE en \$/t (CAF) des produits suivants :

- Butane
- Propane
- Naphta
- Eurosuper
- Carburéacteur
- Gazole EN590
- Fioul domestique
- Fioul lourd 3,5 %
- Fioul lourd 1 %

##### c) Dollar

- Cours du dollar fixé par la banque centrale européenne.

##### d) Coût du transport

- Cotation annuelle Worldscale Sullom Voe - Le Havre (Source : Worldscale)

- Taux mensuel AFRA Sullom Voe - Le Havre 80000 Tpl (Source : Barry Rogliano Salles)

#### 3 - Mode de calcul de la marge

##### 3.1 - Valorisation du Brent

On calcule une valorisation du Brent \$/bbl (CAF) sur la base d'une équivalence de 7,5 bbl/t en fonction des rendements connus par produits et en fonction du cours de ces produits.

Les rendements retenus (rendement maxi gazole) :





- Butane 1,5 %
- Propane 1,2 %
- Eurosuper 22,5 %
- Jet 7,0 %
- Naphta 6,0 %
- \*Gazole EN590 25,2 %
- \*Fioul domestique 16,8 %
- Fioul lourd 1 % 13,8 %
- Fioul lourd 3,5 % 1,4 %
- Combustibles internes 4,6 %
- Charges Pétrole Brut 100 %

\*- de janv. 1993 à sept. 1994 inclus : teneur en soufre = 0,3 % en masse  
- d'oct. 1994 à sept. 1996 inclus : teneur en soufre = 0,2 % en masse  
- à compter d'oct. 1996 : fioul domestique teneur en soufre 0,2 % en masse, gazole (EN 590) teneur en soufre 0,05 % en masse

### 3.2 - Calcul

Pour calculer la marge de raffinage sur Brent, on soustrait de la valorisation du Brent :

- le prix du Brent daté FAB
- le fret
- l'assurance et les pertes (évaluées forfaitairement à 0,6 % du prix du Brent daté et du fret)

© Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, DGEMP, modifié le 12/02/2002





## Comparaison de la marge de raffinage DIREM à d'autres marges

DGEMP-DIREM, février 2002 - PARIS

### Résumé :

Le calcul de la marge brute de raffinage présentée sur le site internet de la DGEMP est basée sur un approvisionnement unique en brut, le Brent, et sur un seul schéma de raffinage, classique en France métropolitaine (et en Europe), le schéma DRCV (Distillations atmosphérique et sous vide, Hydrodésulfuration de distillats, Reformage catalytique, Craquage catalytique, Viscoréduction, sans unités d'isomérisation ni d'alkylation), pour une raffinerie fonctionnant en marche " maxi-gazole ".

Ce principe de calcul est semblable à ceux retenus par d'autres organismes, comme l'AIE qui publie chaque mois les marges de raffinage pour quatre zones, dont Europe du Nord-ouest, comme Hart's European Fuels News qui présente chaque semaine des marges basées sur des références similaires, ou encore comme le CERA (Cambridge Energy Research Associates).

Dans tous les cas les calculs sont basés sur un seul brut de référence, le Brent, et les prix retenus pour les produits finis correspondent aux cotations moyennes du mois, sur le marché de Rotterdam. Les produits de spécialité ou de faible tonnage (huiles, cires, paraffines et bitumes, solvants,) ne sont pas pris en compte.

Toutefois des différences notables existent entre les différents modes de calcul, comme la structure théorique de rendement en produits raffinés, la liste des produits retenus, les paramètres pris en compte pour le calcul de la marge, ...

C'est la raison pour laquelle ces marges ne sont que des indicateurs relatifs que l'on ne peut directement comparer en valeur absolue aux marges réellement calculées par chaque raffineur sur chaque site. Par contre, ils ont pour intérêt majeur d'être basés sur des hypothèses bien définies, sur un calcul simple et sur des données accessibles, ce qui en font des outils utiles pour apprécier les tendances à moyen et long termes, en garantissant une pérennité des sources et du mode de calcul.

La comparaison des marges calculée par la DIREM, l'AIE, Hart's et le CERA montre très clairement que ces indicateurs sont très comparables en valeur relative, ce qui confirme leur intérêt comme outils d'appréciation des tendances.

Par ailleurs la marge DIREM, en valeur absolue, est comprise entre la marge AIE et la marge CERA. Elle est en moyenne très proche de la marge Hart's. Autrement dit, même en valeur absolue, la marge DIREM paraît donner des valeurs pertinentes.

L'AIE publie chaque mois (1) les marges de raffinage pour quatre zones : Europe du Nord-ouest, Méditerranée, USA (" US Gulf Coast ") et Singapour. Le principe de calcul de ces marges est détaillé dans un rapport (2) de l'AIE publié en août de chaque année (cf. annexe 1). Ce principe de calcul est proche de celui utilisé pour le calcul de la marge DIREM (cf. annexe 2).

Le calcul de la marge DIREM est basée sur un approvisionnement unique en brut, le Brent, et sur un seul schéma de raffinage, classique en France métropolitaine, le schéma DRCV (Distillations atmosphérique et sous vide, Hydrodésulfuration de distillats, Reformage catalytique, Craquage catalytique, Viscoréduction). La raffinerie type retenue par la DIREM n'intègre pas d'unités d'isomérisation ni d'alkylation. Elle fonctionne en marche " maxi-gazole ". Le modèle pris en compte est une raffinerie " moderne " des années 1980, semblable à la raffinerie TotalFinaElf de Donges quant à son fonctionnement, avec une auto-consommation assez faible.





L'AIE retient 2 schémas de raffinage de base : une raffinerie sans conversion de type " hydroskimming " ou DHR (Distillation, Hydrodésulfuration de distillats, Reformage catalytique) et une raffinerie de type " Cracking ", semblable à celle retenue par la DIREM, mais sans que la viscoréduction ne soit mentionnée. L'AIE publie chaque mois une marge moyenne pour chacune des quatre régions concernées et pour les deux schémas de raffinage retenus, soit huit indicateurs de marge.

La marge AIE retenue pour cette comparaison est celle calculée pour l'Europe du Nord-ouest dans la configuration " Cracking " et en marche" maxi-gazole ". **C'est donc une configuration semblable à celle retenue par la DIREM.**

La liste des produits retenus pour le calcul de ces marges est différente dans les deux cas (cf. annexe 3). La DIREM retient 9 produits incluant les GPL, la distinction entre gazole routier et FOD et 2 qualités de fiouls lourds (BTS et HTS), alors que la liste de l'AIE, plus succincte, ne retient que 6 produits (pas de GPL, pas de différenciation entre GO et FOD, fioul lourd BTS seul retenu). Dans les deux cas, seuls les grands produits commerciaux côtés sur le marché international sont retenus. Les produits de spécialité comme les huiles, cires, paraffines et bitumes, ou encore les produits de faible tonnage comme les solvants, ne sont pas pris en compte.

Pour la DIREM comme pour l'AIE, **les prix retenus sont issus des cotations CAF moyennes de Rotterdam, plus leurs frais de transport.**

La DIREM calcule une marge brute qui ne prend en compte ni les frais variables, ni les frais financiers, lesquels ne sont pas évalués de la même façon dans l'ensemble de la profession. **Il s'agit donc d'une marge " théorique " brute.**

L'AIE prend de plus en compte un coût opératoire marginal et des délais de paiement fixes définis pour chaque zone et pour les deux types de schéma de raffinage retenus.

La structure de rendement en produits pétroliers limitée à ceux de la liste retenue (annexe 3) est une structure type et unique pour l'ensemble de la zone considérée. **La structure retenue par la DIREM diffère de celle retenue par l'AIE** (cf. annexes 1 et 2). : les rendements DIREM en distillats moyens et en fiouls lourds sont supérieurs à ceux de l'AIE, au détriment bien sûr des produits légers ; la DIREM prend en compte une autoconsommation, ce qui n'est pas le cas de l'AIE. Par ailleurs la DIREM se base sur des rendements pondéraux alors que l'AIE prend des rendements volumiques. On notera que **ces structures de rendement sont théoriques**, dans la mesure où on laisse les produits de spécialité dans la coupe fioul lourd.

Dans un document internet (3) du CERA (Cambridge Energy Research Associates), on trouve aussi une marge " CERA " basée sur une raffinerie du type Cracking / Europe du Nord-ouest, avec une structure de rendement encore différente (cf. annexe 4). Les autres hypothèses de calcul ne sont pas données dans le document en question.

Enfin, Hart's publie aussi des marges(4) basées sur des références similaires : raffinerie de l'Europe du Nord-ouest de type " complexe " opérant sur Brent. Les hypothèses de calcul et la structure de rendement retenue ne sont pas données.

**Dans tous les cas, ces marges ne sont que des indicateurs relatifs** que l'on ne peut directement comparer en valeur absolue aux marges réellement calculées par chaque raffineur sur chaque site. Elles ne prennent pas en compte des paramètres comme la diversité d'approvisionnement en bruts, spécifiques à chaque site, les optimisations intrinsèques à l'organisation interne de chaque usine, les synergies qui peuvent exister entre plusieurs sites de raffinage ou entre la raffinerie et un site pétrochimique proche, la structure réelle de rendements des produits élaborés, etc...

**Ces indicateurs ont pour intérêt majeur d'être basés sur des hypothèses bien définies, sur un calcul simple et sur des données accessibles, ce qui en font des outils utiles pour apprécier les tendances à moyen et long termes, en garantissant une pérennité des sources et du mode de calcul.**





Les calculs conduisant aux indicateurs de marge DIREM et AIE, bien que similaires sur le principe, sont, comme on l'a vu, notablement différents dans le détail. Pour les deux autres, on ne peut conclure, faute d'informations. Toutefois, il était intéressant de voir si ces indicateurs étaient cohérents entre eux.

C'est la raison pour laquelle, la DIREM a comparé sa marge à celles calculées par l'AIE et par le CERA, sur une base annuelle (tableau 1 et figure 1) de 1994 à 2001. Une comparaison similaire a été faite sur une base mensuelle (tableau 3 et figure 3) pour les marges DIREM et AIE (pas de données disponibles pour les marges CERA dans le document de référence utilisé), en prenant en compte les dernières évolutions de juillet 1999 à juillet 2001, période caractéristique d'évolutions importantes des marges.

Enfin, comme les données disponibles dans le Hart's sont trimestrielles, une comparaison a aussi été faite avec les marges AIE et DIREM sur cette base (tableau 2 et figure 2).

La comparaison des marges (en \$/bbl) montre très clairement que les indicateurs, même s'ils diffèrent notablement en valeur absolue, sont très comparables en valeur relative, ce qui confirme leur intérêt comme outils d'appréciation des tendances. Par ailleurs la marge DIREM, en valeur absolue, est comprise entre la marge AIE (qui semble notamment sous-estimée) et la marge CERA. Elle est en moyenne très proche de la marge Hart's. Autrement dit, même en valeur absolue, la marge DIREM paraît donner des valeurs pertinentes.

(1) AIE Monthly Oil Market Report - Prices and Refinery Activity, disponible sur internet : [www.iea.org](http://www.iea.org)

(2) AIE Annual Statistical Supplement and User's Guide, publié en août de chaque année, disponible sur internet : [www.iea.org](http://www.iea.org)

(3) The evolution of European refining : toward the emergence of the supersite, July 23<sup>rd</sup>, 2001, private report, Figure 1, D.

Kennaby, consultable sur internet

(4) Hart's European Fuels News du 22 108 101, p.2

Figure 1

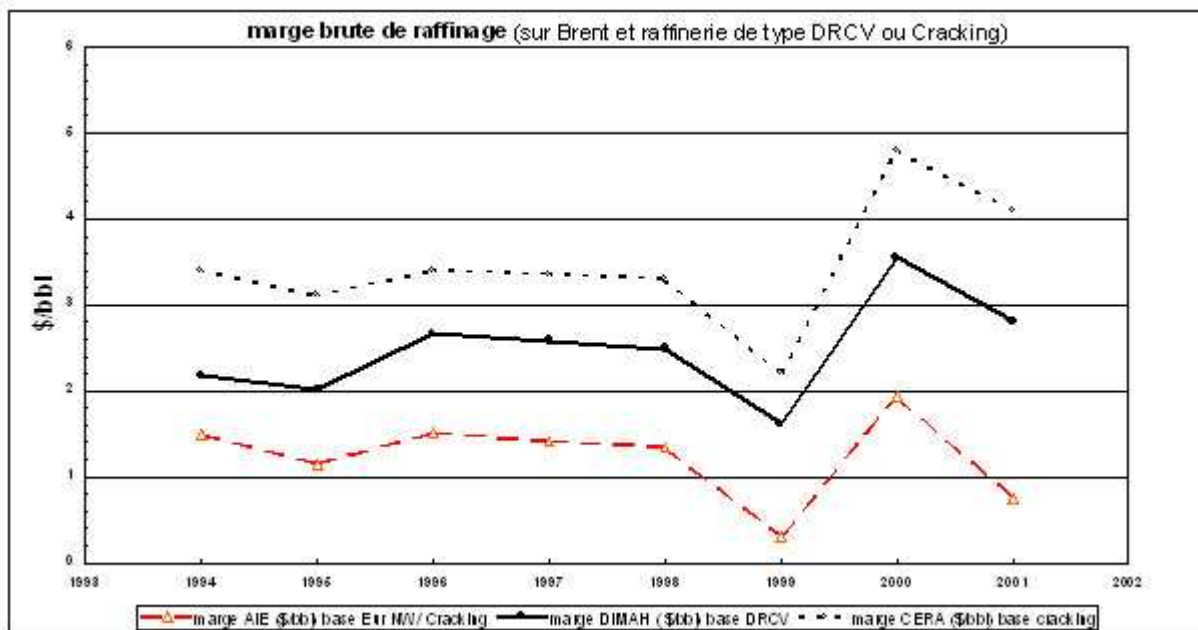




Figure 2

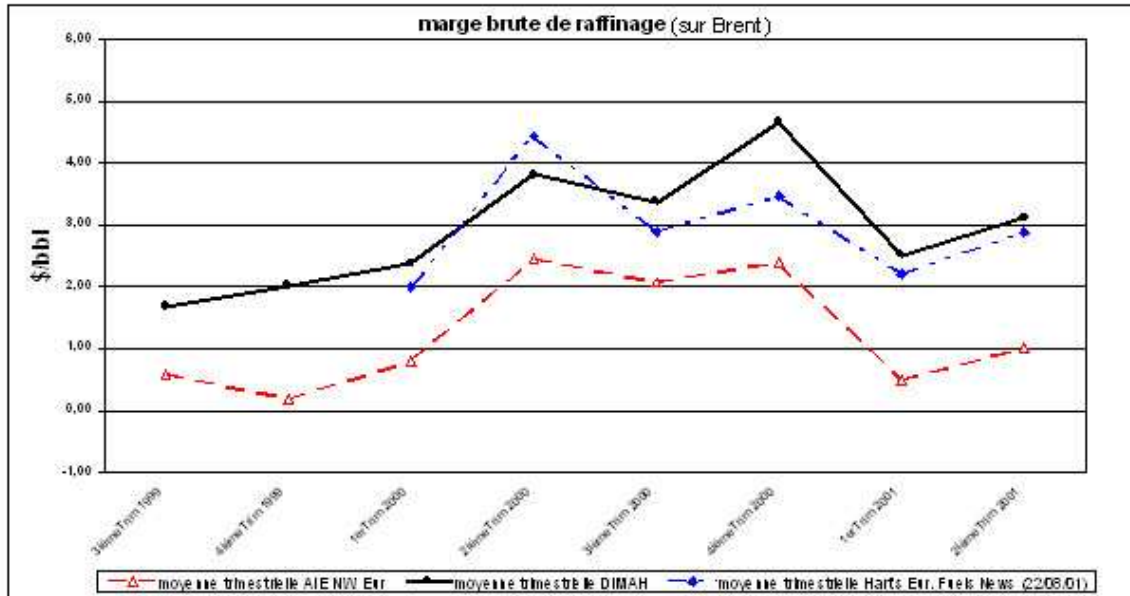
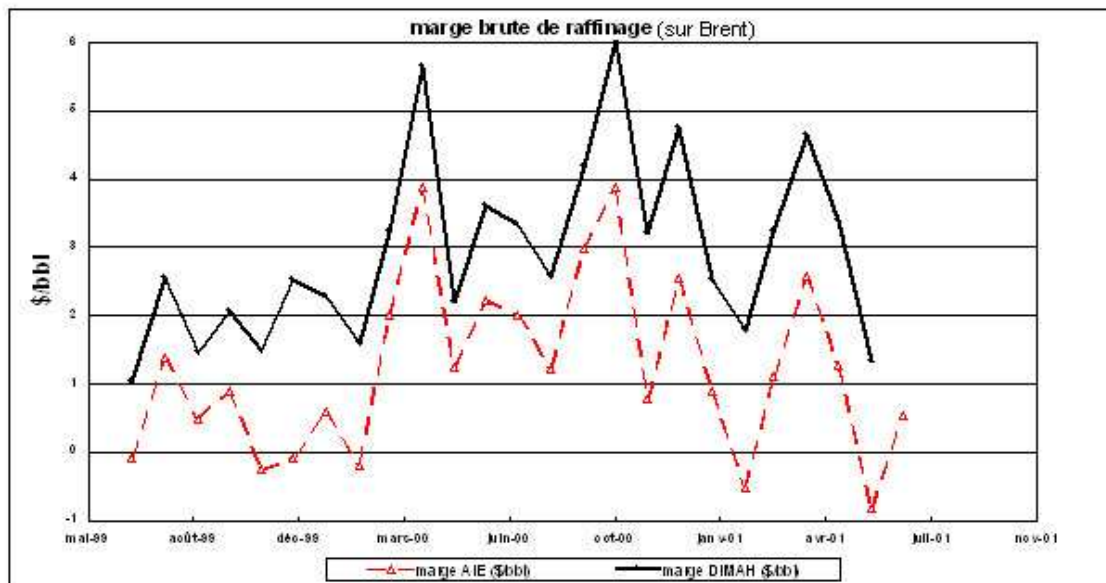


Figure 3





## Annexe 2

### Liste des produits pétroliers cotés sur le marché international retenus pour le calcul des indicateurs de marges DIREM et AIE

#### Produits retenus par la DIREM

- Propane
- Butane
- Eurosuper
- Naphta (base pétrochimique)
- Carburacteur / Kérosène
- Gazole EN 590 (0,05% S)
- Fioul Domestique (0,2% S)
- Fioul Lourd BTS 1% S
- Fioul Lourd HTS 3,5% S

#### Produits retenus par l'AIE

- Essence sans Pb 95 (Premium Unleaded 95)
- Naphta (base pétrochimique)
- Carburacteur / Kérosène
- Gazole + FOD (Gasoil : 0,2% S)
- Fioul Lourd BTS 1% S

#### Produits retenus par le CERA

- Essences
- Carburacteur / Kérosène
- Gazole + FOD (Gasoil : 0,2% S)
- Fioul Lourd BTS 1% S



## ANNEXE 3

## RAFFINAGE

## DIFFERENTES STRUCTURES DE RENDEMENTS RETENUES

| Produit                           | Rendement<br>massique (%) | Rendement <sup>(1)</sup><br>volumique (%) | Rendement <sup>(1)</sup><br>massique (%) | Rendement <sup>(2)</sup><br>(%) |
|-----------------------------------|---------------------------|---|--|---------------------------------|
|                                   | DIREM                     | AIE                                       | AIE                                      | CERA                            |
| Propane                           | 1,2                       | -   | -  | -                               |
| Butane                            | 1,5                       | -   | -  | -                               |
| Eurosuper                         | 22,5                      | 28,56                                     | 26,6                                     | 40                              |
| Naphta (base pétrochimique)       | 6,0                       | 9,08                                      | 8,5                                      | -                               |
| <i>Total GPL+Eurosuper+Naphta</i> | <i>31,2</i>               | <i>37,63</i>                              | <i>35,1</i>                              | <i>40</i>                       |
| Carburacteur / Kérosène           | 7,0                       | 8,88                                      | 8,8                                      | 8                               |
| Gazole EN 590 (GOM) 0,05% S       | 25,2                      | -   | -  | -                               |
| Fioul Domestique (FOD) 0,2% S     | 16,8                      | -   | -  | -                               |
| GOM + FOD                         |                           | 37,45                                     | 39,0                                     | 35                              |
| <i>Total Distillats</i>           | <i>49,0</i>               | <i>46,32</i>                              | <i>47,9</i>                              | <i>43</i>                       |
| Fioul Lourd BTS 1% S              | 13,8                      | 14,36                                     | 17,0                                     | 11                              |
| Fioul Lourd HTS 3,5% S            | 1,4                       | -   | -  | -                               |
| Combustibles internes raffinerie  | 4,6                       | -   | -  | 6                               |
| <b>Total</b>                      | <b>100,0</b>              |   | <b>100,0</b>                             | <b>100</b>                      |

(1) L'AIE donne une structure de rendement en volume. Pour une meilleure comparaison, cette structure a été recalculée en masse en prenant les masses volumiques suivantes (en kg/m<sup>3</sup>) : 755 pour l'eurosuper et le naphta, 800 pour le carburacteur / kérosène, 845 pour le GOM + FOD et 960 pour le fioul lourd BTS.

(2) Le rapport du CERA " The evolution of European refining : toward the emergence of the supersite, July 23<sup>th</sup>, 2001, private report, Figure 1, D. Kennaby " n'indique pas si les rendements sont massiques ou volumiques.

NOTA : DIREM France (ECOFI), EIA (USA), CERA (UK)







## COMMENTS on COMPONENTS

(EIA, USA)

What are the components of the retail price of gasoline? cost of crude oil as a share of the retail price varies over time and among regions of the country. In 2007, the price of crude oil averaged about \$68 per barrel and accounted for about 58% of the national average retail price of a gallon of regular grade gasoline (Figure 1). In comparison, in 2005 the average crude oil price was \$50 per barrel and the crude oil cost was 53% of the retail price. From 2000 to 2007 the average crude oil price was about \$39 per barrel and the crude oil cost share of the retail gasoline prices averaged 48%.

Federal, State, and local government taxes are the next largest part of the retail price of gasoline. In 2007, taxes (not including county and local taxes) accounted for about 15% of the cost of a gallon of regular gasoline. Federal excise taxes were 18.4 cents per gallon and State excise taxes averaged 21.5 cents per gallon.<sup>2</sup> Eleven States levy additional State sales and other taxes, some of which are applied to the Federal and State excise taxes. Additional county and city taxes can have a significant impact on the price of gasoline in some locations. From 2000 to 2007, taxes averaged about 24% of the retail gasoline price.

<sup>2</sup>Energy Information Administration, Petroleum Marketing Monthly, December 2007. Table EN1 at: [http://www.eia.doe.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/data\\_publications/petroleum\\_marketing\\_monthly/historical/2007/2007\\_12/pdf/enote.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/data_publications/petroleum_marketing_monthly/historical/2007/2007_12/pdf/enote.pdf)

Refining costs and profits were about 17% of the national average retail price of regular gasoline in 2007, close to the 2000 to 2007 average of 16%. This component's share varies from region to region mainly due to the different gasoline formulations required in different parts of the country.

Distribution, marketing, and retail dealer costs and profits in 2007 were 10% of the gasoline price, down from the 2000 to 2007 average of 12%. Most gasoline is shipped from the refinery first by pipeline to terminals near consuming areas where it may be blended with other products (such as ethanol) to meet local government and market specifications, and is then delivered by tanker truck to individual stations. Some retail outlets are owned and operated by refiners, while others are independent businesses that purchase gasoline from refiners and marketers for resale to the public. The price on the pump includes the retailer's cost to purchase the finished gasoline and the costs of operating the service station. It also reflects local market conditions and factors, such as the desirability of the location and the marketing strategy of the owner.

Why do gasoline prices fluctuate?

Retail gasoline prices are mainly affected by crude oil prices and the level of gasoline supply relative to demand. Strong and increasing demand for gasoline and other petroleum products in the United States and the rest of the world is exerting intense pressure on available supplies. Even when crude oil prices are stable, gasoline prices fluctuate due to seasonal demand and local retail station competition. Gasoline prices can change rapidly if something disrupts the supply of crude oil or if there are problems at refineries or with delivery pipelines.

Seasonal demand for gasoline Retail gasoline prices tend to gradually rise in the spring and peak in late summer when people drive more, and then drop in the winter. Good weather and vacations cause U.S. summer gasoline demand to average about 5% higher than during the rest of the year. If crude oil prices do not change, gasoline prices typically increase by 10-20 cents from January to the summer.

Crude oil supply and prices – Crude oil prices are determined by worldwide supply and demand. Events in crude oil markets that caused spikes in crude oil prices were a major factor in all but one of the five major run-ups in gasoline prices between 1992 and 1997, according to the National Petroleum Council's study "U.S. Petroleum Supply - Inventory Dynamics." Rapid gasoline price increases occurred in response to crude oil shortages caused by the Arab oil embargo in 1973, the Iranian revolution in 1978, the Iran/Iraq war in 1980, and the Persian Gulf conflict in 1990. The cost of crude oil has been the main contributor to recent increases in gasoline prices. World crude oil prices reached record levels in 2007 due mainly to high worldwide oil demand relative to supply. Other factors contributing to higher crude oil prices include political events and conflicts in some major oil producing regions, as well as other factors such as the declining value of the U.S. dollar (the currency at which crude oil is traded globally).

The Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) has significant influence on world oil prices, because its members produce over 40% of the world's crude oil and have more than two-thirds of the world's estimated crude oil reserves. OPEC members are also the only countries that have "spare production capacity" and the ability to bring more oil into production relatively quickly. Since it was organized in 1960, OPEC has tried to keep world oil prices at a target level by setting production levels for its members.





Figure 2. Average Annual U.S. Motor Gasoline Prices, 1994 to 2007, by Grades

Gasoline supply and demand imbalances – Gasoline prices tend to increase as the available supply of gasoline grows smaller relative to real or expected demand or consumption. The supply of gasoline is a function of crude oil supply and refining, imports of refined gasoline, and gasoline inventories (stocks). Stocks are the cushion between major short-term supply and demand imbalances, and their levels can have a significant impact on gasoline prices. If refinery or pipeline problems and/or reductions in imports cause supplies to decline unexpectedly, gasoline inventories (stocks) may drop rapidly. This may cause wholesalers to bid higher for available supply over concern that future supplies may not be adequate. Imbalances have also occurred when a region has changed from one fuel type to another (e.g., to cleaner-burning gasoline) as refiners, distributors, and marketers adjust to the new product. Gasoline may be less expensive in one summer when supplies are plentiful vs. another summer when they are not. Prices for all commodities fluctuate, but gasoline prices are generally more volatile than prices of other goods. For example, consumers generally have options to substitute between food products when prices change but most do not have that option for fueling their vehicles.

Why are gasoline prices higher in some regions than in others?

Although price levels vary over time, Energy Information Administration (EIA) data indicate that average retail gasoline prices are often highest in certain States or regions (Figure 3). Besides taxes, there are other factors that contribute to regional and even local differences in gasoline prices:

Distance from supply – Retail gasoline prices tend to be higher with greater distance from the source of supply: ports, refineries, and pipeline and blending terminals. About 66% of the crude oil processed by U.S. refineries in 2007 was imported, with most transported by ocean tankers. The U.S. Gulf Coast is the source of about 40% of the gasoline produced in the United States and the starting point for most major gasoline pipelines.

Supply disruptions - Any event that slows or stops production of gasoline for even a short time, such as planned or unplanned refinery maintenance or the refinery shutdowns that occurred when the Hurricanes Katrina and Rita hit the Gulf Coast in 2005, can prompt bidding for available supplies. If the transportation system cannot support the flow of surplus supplies from one region to another, prices will remain comparatively high.





**PETROLE BRUT – 1er SEMESTRE 2008**  
**Récapitulation des cours du brut et des produits raffinés**

| <b>Crude Oil</b>                              |        |        |        |        |        |        |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| WTI - Cushing, Oklahoma                       | 92.97  | 95.39  | 105.45 | 112.58 | 125.4  | 133.88 |
| Brent - Europe                                | 92.18  | 94.99  | 103.64 | 109.07 | 122.8  | 132.32 |
| <b>Conventional Gasoline</b>                  |        |        |        |        |        |        |
| New York Harbor, Regular                      | 233.4  | 238.1  | 250.38 | 276.21 | 309.78 | 329.22 |
| U.S. Gulf Coast, Regular                      | 231.53 | 240.84 | 256.22 | 279.56 | 310.68 | 328.39 |
| Los Angeles, Regular                          | 230.49 | 255.96 | 274.32 | 299.42 | 326.46 | 361.33 |
| Amsterdam-RA (ARA)<br>-10 ppm Sulfur, Regular | 225.2  | 236.38 | 250.13 | 274.99 | 302.72 | 321.89 |
| ARA<br>-50 ppm Sulfur, Regular                | 223.49 | 230.76 | 237.05 |        |        |        |
| Singapore, Premium                            | 239.19 | 250.17 | 261.35 | 281.42 | 311.36 | 334.44 |
| New York Harbor                               | 232.83 | 236.52 | 247.84 | 284.19 | 324.86 | 343.8  |
| U.S. Gulf Coast                               | 231.92 | 241.03 | 267.74 | 300.58 | 333.1  | 344.85 |
| Los Angeles                                   | 232.29 | 260.86 | 278.30 | 306.84 | 331.15 | 369.4  |
| <b>No. 2 Heating Oil</b>                      |        |        |        |        |        |        |
| New York Harbor                               | 255.79 | 264.39 | 306.59 | 322.61 | 361.47 | 380.07 |
| U.S.G gasoil                                  | 250.26 | 261.14 | 296.87 | 315.29 | 357.98 | 377.75 |
| ARA   | 255.15 | 271.8  | 305.57 | 331.3  | 380.84 | 392.64 |
| Singapore                                     | 252.04 | 264.53 | 301.54 | 329.48 | 375.26 | 395.36 |
| <b>Low-Sulfur No.2 Diesel</b>                 |        |        |        |        |        |        |
| New York Harbor                               | 257.02 | 271.89 | 317.2  | 334.52 | 376.58 | 386.33 |
| U.S. Gulf Coast                               | 254.46 | 271.71 | 312.94 | 331.45 | 369.31 | 382.19 |
| Los Angeles                                   | 253.52 | 271.72 | 312.8  | 337.02 | 379.26 | 384.2  |
| <b>Kerosene-Type Jet Fuel</b>                 |        |        |        |        |        |        |
| New York Harbor                               | 266.59 | 276.85 | 326.47 | 355.55 | 378.13 | 392.21 |
| U.S. Gulf Coast                               | 260.47 | 272.82 | 312.45 | 336.46 | 373.76 | 387.82 |
| Los Angeles                                   | 260.35 | 276.7  | 318.00 | 337.94 | 383.82 | 395.59 |
| ARA   | 263.83 | 280.84 | 312.90 | 342.48 | 395.15 | 396.21 |
| Singapore                                     | 253.07 | 264.32 | 299.02 | 330.43 | 377.84 | 392.49 |
| <b>Residual Fuel Oil</b>                      |        |        |        |        |        |        |
| New York Harbor                               | 177.56 | 168.03 | 172.94 | 190.88 | 213.5  | 246.06 |
| U.S. Gulf Coast                               | 173.76 | 167.84 | 177.23 | 193.97 | 219.94 | 247.34 |
| Los Angeles                                   | 185.85 | 183.27 | 212.96 | 207.47 | 223.19 | 262.9  |
| ARA   | 188.00 | 183.14 | 190.95 | 211.19 | 223.68 | 253.7  |





|                     |        |        |        |        |        |        |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Singapore           | 175.58 | 174.83 | 185.35 | 201.12 | 225.07 | 238.43 |
| Mont Belvieu, Texas | 150.58 | 142.52 | 147.47 | 159.03 | 170.01 | 181.29 |
| Conway, Kansas      | 146.37 | 148.92 | 146.63 | 157.08 | 169.06 | 174.59 |
| Northwest Europe    | 171.87 | 159.06 | 165.01 | 168.13 | 177.58 | 178.32 |

---

Bottom of Form

