

n° 007911-01

avril 2012

AUDIT SUR LA LÉGISLATION ENVIRONNEMENTALE APPLICABLE AUX RAFFINERIES

Ressources, territoires, habitats et logement
Énergies et climat Développement durable
Prévention des risques Infrastructures, transports et mer

**Présent
pour
l'avenir**



**CONSEIL GÉNÉRAL
DE L'ENVIRONNEMENT ET DU DEVELOPPEMENT DURABLE**

Rapport n° : 007911-01

**AUDIT SUR LA LÉGISLATION
ENVIRONNEMENTALE APPLICABLE AUX
RAFFINERIES**

établi par

Henri LEGRAND

Ingénieur général des Mines

Philippe GUIGNARD

Ingénieur en chef des Ponts, des Eaux et des Forêts

Alexandra SUBREMON

Membre permanent du Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable

avril 2012

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	4
ENGLISH SUMMARY	7
INTRODUCTION :	9
1. UNE QUESTION EUROPÉENNE ET NON-SIMPLEMENT FRANÇAISE :	13
1.1. Généralités :	13
1.1.1. L'industrie du raffinage est un équipement énergétique stratégique :	13
1.1.2. L'industrie du raffinage s'inscrit dans un marché mondial :	14
1.1.3. En Europe le marché des produits raffinés se décompose localement :	15
1.2. Le secteur du raffinage est actuellement confronté à une crise majeure :	16
1.2.1. Dans le monde une crise conjoncturelle :	16
1.2.2. En Europe une crise structurelle :	16
1.2.3. En France un effondrement des capacités de production qui ne couvrent plus le marché intérieur :	19
1.3. Les spécificités européennes :	20
1.3.1. Une demande de produits pétroliers en déclin et des investissements réduits	20
1.3.2. Un rapport de consommation gazole/essence supérieur aux capacités de production :	21
1.3.3. Des exigences environnementales importantes :	22
1.3.3.1. <i>La lutte, efficace, contre les polluants atmosphériques</i> :	23
1.3.3.2. <i>La volonté de réduire les gaz à effet de serre</i> :	24
1.3.3.3. <i>Le coût de l'énergie sensiblement supérieur</i> :	26
1.3.3.4. <i>Le développement des biocarburants aggrave le déséquilibre gazole/essence</i> :	29
1.3.3.5. <i>Les futures règles sur les carburants ou « soutes » maritimes pourraient perturber le schéma technologique du raffinage européen</i> :	29
1.3.4. Une instabilité réglementaire et des conditions d'applications variables dans le temps et l'espace :	30
1.3.4.1. <i>Les bulles de polluants atmosphériques</i> :	32
1.3.4.2. <i>Les sites et sols pollués</i> :	33
1.3.4.3. <i>La définition des risques</i> :	34
1.3.4.4. <i>La modélisation des risques</i> :	35
1.3.4.5. <i>L'implantation d'activités économiques dans les zones à risques et la maîtrise de l'urbanisme</i> :	35

1.3.4.6.	<i>La prévention du vieillissement des installations</i> :.....	36
1.3.4.7.	<i>Les grands arrêts imposés selon des calendriers parfois rigides</i> :.....	38
1.3.4.8.	<i>La réglementation des stockages de gaz liquéfiés semble parfois peu comparable</i> :.....	38
1.3.4.9.	<i>Les stockages atmosphériques de produits liquides</i> :.....	38
1.3.5.	Des délais et des facilités d'autorisation variables :.....	39
1.3.6.	Une approche coûts-bénéfices insuffisamment mise en œuvre selon les industriels :.....	40
1.3.7.	Des investissements réduits depuis de nombreuses années :.....	41
1.3.8.	Une action administrative perçue par les raffineurs comme insuffisamment au fait de leurs problèmes industriels :.....	43
2.	LA SITUATION FRANÇAISE :.....	44
2.1.	Des « spécificités européennes » plus marquées en France :.....	44
2.1.1.	Des investissements plus réduits :.....	44
2.1.2.	Une situation portuaire particulière :.....	45
2.1.3.	Un rapport gazole/essence particulièrement élevé (4/1).....	45
2.1.4.	Un ressenti plus critique des industriels :.....	45
2.2.	Les réglementations environnementales hors risques accidentels n'apparaissent pas responsables des caractéristiques françaises :.....	46
2.2.1.	Sur la qualité de l'air, les données, nombreuses et convaincantes, montrent que les règles appliquées en France sont moins sévères :	46
2.2.2.	La France semble être parmi les États les plus exigeants pour les émissions aqueuses :.....	49
2.2.3.	Pour les déchets, les données comparatives manquent :.....	50
2.2.4.	Pour les sites et les sols pollués, la situation française ne semble pas spécifique :	50
2.3.	Les lourdeurs et les rigidités, souvent dénoncées en France, ne sont pas uniques en Europe :.....	50
2.3.1.	Le volume de la réglementation :.....	50
2.3.2.	L'instabilité réglementaire :.....	51
2.3.3.	Les délais d'instruction pour les dossiers d'autorisation :.....	51
2.3.4.	La rigidité de certains contrôles et procédures :.....	51
2.3.5.	L'absence d'approche coût/bénéfice :.....	52
2.4.	Toutefois quelques spécificités françaises ont été identifiées sans qu'elles constituent toutes une charge pour les industriels :.....	52
2.4.1.	L'approche intégrée et la responsabilité unique de l'État pour les contrôles et les autorisations :.....	52
2.4.2.	Le concept de bulle de pollution défendu en France (comme en Italie) :.....	52
2.4.3.	La prévention et la gestion des risques :.....	53

2.4.3.1.	<i>L'identification et la prévention des risques liés aux raffineries</i>	53
2.4.3.2.	<i>L'approche réglementaire de la prévention des risques liés au vieillissement des installations</i>	53
2.4.3.3.	<i>La réglementation des grands arrêts</i>	54
2.4.3.4.	<i>La réglementation des stockages de gaz liquéfiés</i>	54
2.4.3.5.	<i>L'exception des plans de prévention des risques technologiques</i>	54
2.4.3.6.	<i>La nouvelle prise en compte des séismes</i>	58
2.4.3.7.	<i>Des niveaux de risques non diminués en France par rapport à l'Europe</i>	58
2.5.	La législation sur les biocarburants	60
2.6.	Un dialogue développé mais manifestement imparfait	61
	CONCLUSION	63
	ANNEXES	66
1.	Lettre de mission	67
2.	Liste des personnes rencontrées	69
3.	Glossaire des acronymes	72
4.	Émissions comparées des raffineries européennes (source DGPR)	73
5.	Une présentation des performances environnementales des raffineries françaises	76
6.	Bibliographie	78
7.	Récapitulation des recommandations	80

RÉSUMÉ

L'industrie du raffinage en France rencontre des difficultés préoccupantes et ce d'autant plus qu'il s'agit d'une industrie stratégique, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement mais aussi de compétitivité économique.

De 2008 à 2011, quatre raffineries sur treize ont été arrêtées de façon définitive ou temporaire ; la France a perdu 32 % de ses capacités de raffinage qui ne couvrent plus ses besoins. Son commerce extérieur est passé d'un excédent de 10 millions de tonnes de produits raffinés à un déficit de 15 millions.

Le marché des produits raffinés est devenu planétaire à l'instar de celui du pétrole brut. L'industrie du raffinage ne maîtrise désormais ni ses prix d'achats, ni ceux de vente. Elle présente des surcapacités mondiales en raison de sur-investissements décidés avant la crise de 2008.

Au plan mondial, la croissance devrait résorber les excédents dans les pays émergents. En Europe, du fait de la décarbonation de l'économie, la consommation de pétrole poursuivra sa baisse, ce qui entraînera inexorablement des fermetures de raffineries.

La crise française du raffinage s'inscrit dans une crise conjoncturelle mondiale et structurelle européenne. Cette évolution trouve des fondements depuis les années 70 ; la France comptait vingt-six raffineries en 1975 contre neuf en activité aujourd'hui. Toutefois en France, les évolutions sont plus fortes ou plus précoces, aucun autre pays ne semble connaître un tel effondrement de ses capacités de production et de son commerce extérieur.

Parmi les causes avancées, l'impact économique des réglementations environnementales a été cité car il serait supérieur à ce qu'il est dans d'autres pays comparables. Ce rapport explore cette hypothèse au travers d'une analyse des contraintes environnementales imposées en France et de comparaisons avec des situations rencontrées dans plusieurs pays européens.

Le manque de données quantifiées, tant économiques que techniques, les difficultés pour les valider, la réticence des industriels à livrer des informations qui auraient pu indiquer leur position concurrentielle n'ont pas autorisé une analyse statistique. En revanche, la connaissance technique et économique de ce secteur, plusieurs visites de sites industriels ainsi que de nombreuses rencontres ont permis une réflexion « qualitative objectivée », issue du croisement et de la comparaison des informations.

Il est ainsi rapidement apparu, d'une part, que les difficultés observées présentent des caractéristiques communes dans toute l'Europe et, d'autre part, que la prévention des pollutions et des nuisances ne paraît pas être la cause première de ces difficultés. Ce point a été confirmé par tous les contacts en France et à l'étranger.

L'Europe, au-delà d'un sous-investissement ancien dans le secteur du raffinage, présente des contraintes spécifiques :

- ses exigences environnementales, bien que parmi les plus sévères du monde, restent toutefois comparables ou équivalentes à celles des autres pays de l'OCDE ;
- le coût de l'énergie plus élevé qu'ailleurs ; notamment le gaz, dont les prix sont souvent fixés par des contrats de long terme, est fortement demandé pour la production d'électricité et ne bénéficie pas comme aux États-Unis de l'essor de la production des gaz de schistes ;
- la forte diésélisation du parc automobile engendre un déséquilibre entre l'offre et la demande de produits raffinés, obligeant à des exportations d'essence et des importations de gazole routier essentiellement, mais aussi de fioul domestique et de carburacteur ;
- enfin, l'allocation payante de quotas d'émission de CO₂ après 2013 réduira les marges.

Les industriels dénoncent unanimement des réglementations instables, évoluant trop

rapidement et souffrant d'applications variables selon les lieux ou les administrations concernées. Ils ne montrent pas cependant en quoi cette situation serait spécifique à l'Europe.

Les conditions encadrant le raffinage varient selon les États de l'Union européenne. Certains sont plus exigeants en terme de prévention de la pollution de l'air ou de l'eau, d'autres de prévention des risques ou de dépollution des sols. Mais surtout, les délais ou les facilités pour obtenir une autorisation, la qualité des rapports entre les entreprises et les autorités de contrôle sont essentiels pour l'activité et le développement économique. Aucun État ne se distingue sur tous les critères.

La France, au cours des deux ou trois dernières décennies, a connu des investissements inférieurs à ce qu'ils ont été dans d'autres pays européens sans que les raisons n'apparaissent clairement. La lutte contre les pollutions n'est pas supérieure à ce qu'elle est ailleurs, notamment en Allemagne et aux Pays-Bas qui disposent de raffineries parmi les plus compétitives d'Europe. L'étude des coûts de dépollution et des investissements associés pourrait même révéler que les raffineurs français bénéficient éventuellement d'un léger avantage compétitif.

La comparaison des délais d'autorisation n'indique pas, pour les grands projets d'investissement, d'insuffisance française. Au contraire, notre position est parmi les meilleures.

Sans évoquer le fonctionnement des ports en France, dont l'importance ne saurait être sous-estimée, deux politiques induisent des coûts et des incertitudes supérieurs dans ce pays parce qu'elles sont fondées sur des philosophies uniques ou au moins non-générales en Europe :

- . la politique de prévention des risques, notamment dans son volet de maîtrise de l'urbanisation au voisinage des installations dangereuses,
- . le développement des biocarburants.

Au-delà de leurs coûts, objets d'estimations encore très variables même au sein de l'administration, les plans de prévention des risques technologiques engendrent de fortes incertitudes sur l'avenir des sites, leurs possibilités de développement et les contraintes qu'ils font peser sur les établissements périphériques. Si le principe du contrôle de l'urbanisme autour des installations dangereuses est général, son extension aux activités industrielles et aux voies de communications tout comme la réparation, indemnisée de surcroît, de situations héritées du passé semblent uniques en Europe. Enfin, les industriels s'élèvent unanimement contre les méthodes d'évaluation des dangers et de leurs probabilités ainsi que la non-prise en compte de certaines dispositions de sécurité.

La prévention des risques liés au vieillissement des installations est objectivement justifiée même si certains responsables industriels non implantés en France contestent l'intérêt d'une action spécifique. Peu de pays ont agi dans ce domaine et seule la France aurait choisi la voie réglementaire. Les coûts sont manifestement élevés et, sans en contester le bien fondé, il convient de veiller à ce qu'ils soient justifiés par une analyse coûts-bénéfices.

La politique française en matière de biocarburants, très ambitieuse, se traduit par des objectifs d'incorporation et des rigidités d'application sans équivalents en Europe. Les industriels dénoncent les contraintes techniques associées et semblent préférer acquitter des taxes (payées au final par les consommateurs) qu'incorporer les quantités requises d'éthanol ou de diester.

Enfin et surtout, les difficultés identifiées et les échanges auxquels elles donnent lieu attestent un dialogue entre l'administration et l'industrie pétrolière encore imparfait, non parce qu'il n'existe pas mais, plus gravement, parce que, malgré l'importance quantitative des relations et des déclarations positives, ce dialogue ne résout pas suffisamment les incompréhensions et les méconnaissances respectives. Ainsi des réalités économiques, comme l'incertitude, voire quelque fois techniques, comme celles liées aux biocarburants, peinent à être reconnues. De l'autre côté, la réduction des demandes de l'administration à

des « exigences bureaucratiques » a encore trop souvent cours. Les réticences à communiquer des données chiffrées constituent une autre difficulté.

Parfois, davantage que telle ou telle mesure, c'est l'esprit dans lequel les politiques sont menées qui importe. La conclusion d'un accord – sans concession contre l'environnement – est une nécessité mutuelle. La déclinaison pratique de cet objectif passe naturellement par des discussions éventuellement difficiles mais ne devrait jamais dériver insidieusement vers des affrontements dans lesquels les acteurs peuvent perdre de vue leur finalité. Alors que les enjeux concernent l'économie et le développement du pays ou de ses territoires, l'administration doit savoir développer une approche plus pragmatique ; corrélativement, l'industrie, soucieuse de l'intérêt général, doit avoir une approche plus globale de sa mission et de son intégration dans la société.

ENGLISH SUMMARY

The French oil refining industry is facing worrisome challenges, all the more since it is a strategic industry in terms of market security and economic competitiveness as well.

During 2008 to 2011, four refineries out of 13 were shut down, temporarily or permanently ; accordingly France lost 32 % of its refining capacities and the industry does not meet domestic consumption needs anymore. Whereas France's trade surplus of refined oil products amounted to 10 million tons, nowadays the deficit is in the range of 15 millions tons. Such a downturn seems to be unique in Europe.

The refined products market has become global as it was already the case for crude oil. The refining industry does not control pricing anymore, either for buying or selling ; capacity exceeds demand due to investments decided before the 2008 crisis.

Worldwide economic growth should bring down excess capacity in developing countries. However, in Europe, due to the decarbonation of the economy, oil consumption will go down, which in turn will involve closing more refineries.

The crisis of the French refining industry takes place in the context of a cyclical crisis worldwide and a structural crisis in Europe. This situation is rooted in the 70's. At that time, there were 26 refineries in France, but there are nine left today. However in France, evolutions are stronger or happen earlier than in any other country, none of which is facing such a collapse of its production capacities or of its trade.

Among possible explanations, the economic impact of environmental rules was mentioned since it would have more impact than in other equivalent countries. This report discusses such assumption. It therefore analyses compulsory environmental constraints in France and draws comparisons with the situation in some other European States.

The lack of quantitative data, economic and technical as well, difficulties to validate them, and the reluctance of companies to share information which might reveal their competitive position has not allowed a statistical analysis. Nevertheless, our technical and economic knowledge of this sector, several visits of refineries as well as many face to face meetings enabled us to develop a “ qualitative reflexion relying on an objective basis” based on the cross-checking and comparison of data.

Thereby, it quickly turned out that, on the one hand, the observed difficulties are similar all over Europe, and, on the other hand, the prevention of pollutions and other environment impacts does not seem to be the main reason for these troubles. All the people we met in France and abroad have confirmed such a finding.

In addition to the consequences of a long lasting underinvestment in the refining industry, Europe is facing specific constraints :

- environmental requirements, although they are among the most stringent in the world, remain however comparable or equivalent to regulations in other OECD countries ;
- the energy cost is higher than in other places: especially natural gas, the prices of which is often set in long term contracts, is increasingly used for electricity production whereas shale deposits are not tapped as in North America.
- the important percentage of diesel powered private cars creates an unbalance between supply and demand of refined products, resulting in gasoline exports and diesel imports, as well as of heating oil and jet fuel on a smaller scale.
- finally, the compulsory purchase of CO2 quotas will reduce gross margins after 2013.

Businesses complain about unstable regulations, evolving too fast and implemented in an uncoordinated fashion by administrations in charge. However, they do not specify how and why this situation would be European specific.

Environmental regulations applicable to refineries are not exactly the same in all European States. Some countries regulate or water pollution in a more stringent manner air, whereas others pay more attention to preventing accidental risks or remediating soil pollution. Above all, the granting time of permits and the easiness of the procedure, as well as the quality of the relationship between industries and regulators are essential to economic growth and the development of activities. None of the European members leads on all criteria.

During the last two or three decades, France attracted less investments than other European countries, without any clear reason. The fight against air pollution is not more stringent than in other countries, especially Germany or the Netherlands which host some of the most competitive refineries in Europe. Assessing the depollution costs and associated investments might even reveal that the French refiners have a slight competitive advantage.

When comparing granting times of authorizations for a large investment project, France ranks among the best European countries.

Putting aside problems faced by French ports, the importance of which should not be underestimated, two policies entail higher costs and uncertainties in our country because they rely on unique – or at least not generally applicable in Europe – philosophies :

- the risks prevention policy, especially regarding provisions about the control of urban development in the neighbourhood of dangerous plants, and
- the development of bio-fuels.

Beyond costs, which are still subject to very different estimates even among public administrations, technological risks prevention plans (PPRT) entail high uncertainties for the future of industrial sites, their development scope and the resulting constraints on neighbouring plants. If controlling urban development around dangerous plants is generally accepted, extending restrictions to industrial activities, roads and railways seems to be unique in Europe. That is also the case of the required rehabilitation of existing polluted sites, including indemnities. Eventually businesses object to the estimation methods of serious accidents and the rejection of some security devices.

The prevention of risks related to aging plants is objectively justified although some industry managers, out of France, disagree about the opportunity of a specific action. Few countries have already taken steps in that field and only France seems to have chosen the regulatory path. Costs are objectively high and, without disputing the soundness of regulations, it is advisable to check the relevance of requirements using a cost-benefit analysis.

The very ambitious French policy in favour of bio-fuels results in content requirements and implementation rigidities without equivalent in Europe. Businesses denounce associated technical constraints and seem to prefer paying taxes (which eventually are paid by consumers) rather than incorporating the compulsory quantities of ethanol or ester of fatty acids.

Above all, identified technical difficulties and the resulting discussions show that the dialogue between Government and the oil industry can be improved. Not because it does not exist, but more critically because it does not sufficiently address misunderstandings and respective knowledge gaps despite the intensity of the relationship and many positive statements. So, on the one side, economic realities, such as uncertainty or at times technical challenges like the handling of bio-fuels, are hard to be recognized. On the other side, the focus of administrative requests on « bureaucratic duties » is still too common. The reluctance to release quantified data is an other hurdle.

Sometimes, the spirit guiding policies matters more than such or such decision. Reaching an agreement – without discarding any environment protection objective – is a shared necessity. Achieving that goal obviously entails difficult negotiations but should never insidiously lead to confrontations where parties can lose sight of their objectives. When the economy and the development of a country or its territories is at stake, Government must know how to adopt a more pragmatic approach ; in turn the industry, interested in general welfare, must choose a more comprehensive approach of its mission and of its integration in the society.

INTRODUCTION :

L'industrie du raffinage en France connaît depuis quelques années une situation difficile ; celle-ci s'est aggravée au cours des derniers mois. Plusieurs raffineries ont été arrêtées, définitivement ou temporairement, Total à Dunkerque (septembre 2009), Pétroplus à Reichstett (juillet 2011), Lyondell-Basel à Fos-Berre et dernièrement Pétroplus à Petit-Couronne¹. D'autres sites ont été présentés ou évoqués, confidentiellement².

Une table ronde du raffinage s'est tenue sous la présidence du ministre chargé de l'écologie, de l'énergie et du développement durable et du ministre chargé de l'industrie le 15 avril 2010. Le 22 juin 2011, un plan d'action national pour le raffinage a été présenté par le ministre chargé de l'industrie. Différents facteurs ont été évoqués pour expliquer la situation française, aucun ne semblant se dégager des autres.

A l'issue de cette table ronde, le Gouvernement a souhaité procéder à une analyse comparative de la situation environnementale, au sens large, en y incluant notamment la sécurité, des raffineries françaises et de leurs homologues des grands pays européens ainsi que de la législation environnementale applicable à ces installations et leur impact économique³.

Cette mission a été confiée au Conseil général de l'environnement et du développement durable par lettre du 19 juillet 2011 (annexe 1).

Les difficultés rencontrées ne sont pas spécifiques à la France. L'industrie européenne du raffinage est en crise ; toutefois les situations dans les différents pays de l'Union européenne appellent des analyses nuancées, certaines paraissant un peu moins critiques que d'autres. En revanche, la situation de l'industrie du raffinage semble bien meilleure dans d'autres parties du monde, le Moyen-Orient et l'Asie notamment, voire simplement moins sombre en Amérique du Nord.

La question posée à la mission s'inscrit sous l'angle du développement durable parce qu'elle lie activité économique et protection de l'environnement. Le raffinage est responsable de pollutions et de nuisances ; pour autant, il concourt à la compétitivité et au développement économique et il est indispensable à l'indépendance énergétique de la France.

Sans qu'elles soient formulées ainsi dans la demande et bien qu'elles soient trop directes pour ne pas devoir être nuancées, la mission a eu à l'esprit plusieurs questions tout au long de sa réflexion :

- Les contraintes environnementales en France sont-elles supérieures à celles existant ailleurs, notamment en Europe ?
- Sont-elles éventuellement non-justifiées, voire disproportionnées ?
- Ces contraintes contribuent-elles aux fermetures des sites français (aujourd'hui plutôt supérieures en nombre à ce qui est observé dans d'autres pays européens) ?

La lettre de mission indique trois aspects à étudier plus précisément :

- les émissions de polluants atmosphériques et aqueux (directive IED, reprenant l'ex-directive IPPC, mais aussi la directive ETS relative aux émissions de CO₂),
- la déclinaison des objectifs de la directive Seveso avec un accent particulier sur la protection contre les aléas naturels tels que les séismes et sur la prévention des risques spécifiquement liés au vieillissement des installations,

¹ Ce dernier arrêt est dû aux difficultés financières puis à la faillite de l'exploitant. Les autres arrêts résultaient d'un choix économique ou industriel d'un exploitant poursuivant par ailleurs son activité.

² Le site de Petit-Couronne près de Rouen dont la fermeture n'était alors pas annoncée en faisait partie.

³ Il est intéressant de noter que le gouvernement britannique en lien avec l'Union des industries pétrolières du Royaume-Uni (UKPIA) a initié un travail comparable dont le résultat est attendu pour octobre 2012, quoique plus ambitieux puisqu'il doit produire des recommandations de politique publique visant à améliorer la situation des raffineries au Royaume-Uni (voire bibliographie [19], annexe n° 6).

- la législation plus spécifique à la France relative à la mise en place des plans de prévention des risques technologiques.

Cette lettre souhaite que les analyses et les comparaisons soient axées sur des zones géographiques particulières (Mer du Nord, intérieur du continent européen). La mission a étendu l'étude à la zone méditerranéenne avec l'Italie, sur une suggestion de l'Union française des industries pétrolières (UFIP⁴) et sur celle de l'association représentant les industriels européens de l'industrie du raffinage (Europa).

Enfin, un diagnostic comparatif entre des sites actifs européens non-français et les deux raffineries qui avaient déjà fermé en France lors de la demande était souhaité. Depuis deux autres sites se sont ajoutés, même si seul leur arrêt est décidé et non leur fermeture définitive. Néanmoins, les difficultés évoquées ci-dessous n'ont pas permis de répondre formellement à cette dernière requête⁵.

La demande globale était très vaste et il est apparu rapidement qu'il ne serait pas possible d'y répondre complètement.

Même en ce qui concerne des données parfaitement quantifiables comme les émissions polluantes ou les investissements, une rapide recherche et une analyse bibliographique ont montré que les données précises et exhaustives n'étaient pas facilement disponibles⁶ :

- Eut-elle été possible, les capacités de la mission étaient tout à fait insuffisantes pour réaliser une telle collecte.

- Au-delà des résultats et des obligations, les conditions de contrôle sont essentielles et difficiles à intégrer dans des comparaisons statistiques.

- Hormis les données publiques, les industriels ont été extrêmement prudents, voire réticents, pour donner des valeurs qui auraient pu traduire leur niveau de compétitivité et leur position concurrentielle⁷.

- Le bureau Solomon⁸ collecte des données techniques et économiques précises et produit des comparaisons fiables et très intéressantes. Ce sont les références mondiales pour l'industrie du secteur mais, pour des raisons de coût et surtout de confidentialité, il n'a aucunement été possible d'y avoir accès.

De plus, plusieurs domaines d'étude de la mission ne se prêtent pas aisément à une approche statistique :

- Les politiques de prévention des risques (application de la directive Seveso, contrôles spécifiques liés au vieillissement des installations) et tout particulièrement les règles encadrant l'urbanisme autour des sites à risques avec la spécificité française des Plans de prévention des risques technologiques (PPRT) ;

- Le traitement des sols pollués et la protection des eaux souterraines qui présentent des conditions d'application très variables qui sont déterminantes alors même que leurs fondements réglementaires sont des seuils et des concentrations de polluants parfaitement définis et quantifiés ;

⁴ La signification des acronymes est rappelée en annexe n° 3.

⁵ D'autres sites sont fermés ou très menacés ailleurs en Europe, la question est sans doute de savoir pourquoi ils semblent fermer de façon plus précoce en France.

⁶ Plus précisément, des études existent, mais elle sont restreintes à un pays ou se fondent sur des échantillons (au sens statistique) et peinent à constituer des références, sauf celles issues du cabinet privé Solomon (cf. infra). La faiblesse des données disponibles au niveau européen a surpris la mission.

⁷ La mission a pu parfois recueillir de façon indirecte et/ou confidentielle des données un peu précises mais avec des clauses de non-citation directe.

⁸ <http://solomononline.com/benchmarking-performance/refining/>. Ce bureau revendique une connaissance détaillée de 80 % des installations de raffinage dans le monde (les interlocuteurs de la mission ont plus souvent évoqué 50 %), permettant aux différentes installations de se comparer et de se positionner précisément dans la concurrence mondiale.

- Les données précises sur les investissements qui ont été le plus souvent impossibles à obtenir. Seuls des montants globaux et fortement arrondis (ex. 50, 300 ou 600 M €) ont été communiqués, sans qu'il soit possible de détailler vraiment ce qu'ils recouvraient.

- Les politiques d'investissement des groupes pétroliers pour le raffinage en Europe et dans le monde qui restent plus devinées qu'exposées, certains ne les ayant même pas évoquées.

En ce qui concerne les coûts de prévention ou les impacts économiques, il n'a pas été possible dans de nombreux cas de contrôler les affirmations des industriels parfois un peu trop prudentes (c'est-à-dire conservatrices ou majorantes, ce qu'a pu parfois constater la mission). Pour autant, les mêmes critiques pourraient être portées vis-à-vis des administrations rencontrées, prompts quelquefois à sous-estimer les contraintes économiques⁹.

Ces éléments constituent naturellement des réserves et un avertissement sur la précision de nombreuses données et sur le recul qu'il convient impérativement de conserver lors de la lecture de ce rapport.

Toutefois, la relative connaissance de l'industrie du raffinage par plusieurs membres de la mission, les nombreuses rencontres et les visites organisées en France et en Europe ont permis de discerner et de distinguer, parfois indirectement ou au travers de détails, des enseignements et des statistiques qualitatives tout à fait intéressants. Ceux-ci permettent de dresser un tableau vraisemblablement réaliste et reflétant ce secteur économique.

Dans ce cadre d'une « démarche qualitative objectivée », la mission revendique la pertinence de ses analyses et de ses conclusions.

En dernier lieu, il convient de souligner le très fort intérêt manifesté tant par les industriels français et leur interprofession (l'UFIP) que par les représentants européens de l'industrie du raffinage (l'association Europa et son « organisme technique » le Concawe). Ces dernières structures considèrent le principe de la mission demandée par le gouvernement français comme très pertinent et elles ont ouvertement évoqué l'intérêt de la prolonger au niveau européen. Elles ont particulièrement facilité l'organisation des déplacements dans plusieurs pays étrangers (Allemagne, Belgique, Italie et Pays-Bas) et les contacts avec différents groupes pétroliers (Eni, Exxon-Mobil et Shell notamment).

* * *

Le travail de la mission a classiquement commencé par des contacts avec les responsables de l'administration et de l'industrie du raffinage en France.

Il est rapidement apparu, d'une part, que les difficultés rencontrées par ce secteur présentent des caractéristiques communes dans toute l'Europe et, d'autre part, que le respect des contraintes environnementales ne paraît pas être la cause première de ces difficultés. Ce point a été confirmé par tous les contacts en Europe. Il fait l'objet de la première partie de ce rapport.

La seconde partie montre cependant que la situation française présente des spécificités. Bien que souvent dénoncées, celles-ci ne sont pas toutes défavorables à la compétitivité des entreprises et d'ailleurs elles existent parfois dans d'autres pays d'Europe.

Néanmoins, dans certains domaines la France a développé des approches plus systématisées ou plus exigeantes : doctrine sur l'urbanisme et mise en œuvre des plans de prévention des risques technologiques, politique en faveur des biocarburants, approche réglementaire de la question du vieillissement des installations notamment.

⁹ La mission s'est entretenue avec des fonctionnaires français et européens et n'a pas rencontré d'administrations étrangères ; pour ces dernières elle n'a donc que le point de vue des raffineurs.

L'analyse de la réglementation relative aux raffineries soulève aussi la question des modalités de son application et de la capacité de l'administration à discuter avec les exploitants, comme avec les autres parties prenantes, et à prendre en compte certaines contraintes industrielles légitimement mentionnées par les exploitants. Cette question n'est pas indépendante de la volonté des industriels d'intégrer la protection de l'environnement dans leurs objectifs. Tout aussi essentielle est leur « transparence » quant à leurs activités, aux accidents et incidents qu'ils peuvent connaître et au respect de l'environnement.

L'observation et l'analyse montrent que les exigences réglementaires dans le domaine de l'environnement sont très comparables dans les différents pays développés. Les industriels déclarent aussi qu'ils appliquent les mêmes standards quelle que soit la localisation de leurs sites dans le monde. En revanche, les conditions d'application et l'esprit qui guide celle-ci doivent être l'objet d'une grande attention comme le montrera la conclusion.

1. UNE QUESTION EUROPÉENNE ET NON-SIMPLEMENT FRANÇAISE :

1.1. GÉNÉRALITÉS :

L'Europe représente une part minoritaire et décroissante de la demande d'énergie mondiale, 14 % en 2008, avec 2 000 Mtep sur 12 000 Mtep. Cette part est appelée à diminuer, 11 % en 2030 et 10 % en 2050 pour un total mondial estimé à 16 000 Mtep [11]¹⁰.

L'Union européenne dispose d'un système complexe d'approvisionnement et de traitement des produits pétroliers avec 96 raffineries, 350 terminaux, 134 000 stations-services, 160 systèmes d'oléoducs totalisant environ 35 000 km [14]. Elle possède 17 % de la capacité mondiale de raffinage [12].

L'industrie du raffinage y emploie directement environ 100 000 personnes auxquelles il faut ajouter 500 000 agents dans la distribution et 780 000 dans la pétrochimie. Ce dernier secteur assure un chiffre d'affaires de 241 G€. Le raffinage et la distribution des produits pétroliers engendrent 240 G€ de taxes et 30 G€ de valeur ajoutée [12].

Le raffinage européen a produit 615 Mt en 2010 (665 Mt en 2008), dont 66,6 Mt en France.

1.1.1. L'industrie du raffinage est un équipement énergétique stratégique :

Le pétrole est une source d'énergie majeure qui représente une composante importante du bouquet énergétique européen et restera irremplaçable dans les années futures ; elle représentera vraisemblablement encore 30 % en 2030 et 20 % en 2050 [14].

Les transports dépendent à 98 % des produits pétroliers dans le monde et à 96 % en Europe [24] ; à l'horizon 2030 l'estimation est encore de 80 % (UFIP). En France les carburants automobiles représentent 53 % de la demande en produits pétroliers en 2010 [8].

Au-delà des transports :

- Le raffinage apporte une valeur ajoutée importante au pétrole brut, contribuant ainsi à l'emploi et à l'amélioration de la balance commerciale.

- Le raffinage est aussi une industrie de haute technologie, ce qui est souvent ignoré ou insuffisamment mis en valeur.

- Les produits raffinés sont assez spécifiques d'un pays à l'autre, soit en raison du type d'usages (moteurs dont l'optimisation dépend du combustible), soit en raison du climat, soit en raison de politiques spécifiques en faveur des biocarburants qui exigent des mélanges ou des additifs particuliers. En l'absence de capacités nationales, il est souvent difficile de disposer des produits adéquats.

- Il est possible, dans des limites d'autant moins étroites que les raffineries sont complexes, de traiter des types variés de pétroles bruts (légers, lourds, soufrés, etc.), ce qui permet d'être moins ou peu dépendant des sources de production (les pétroles sont souvent très typés en fonction de leur origine géographique).

- La pétrochimie est très dépendante des raffineries ; à l'inverse ces dernières y trouvent des débouchés pour certains de leurs produits excédentaires (une partie de la production d'essence peut être orientée vers le naphta¹¹ [14]). Pour de nombreux groupes (Exxon-Mobil, Total par exemple), la pétrochimie est intégrée dans les raffineries ou à proximité immédiate (cas de 41 des 58 vapocraqueurs en Europe).

¹⁰ Les nombre entre [] renvoient aux références bibliographiques.

¹¹ Une « coupe » aux caractéristiques assez proches de celle de l'essence qui est la base de la pétrochimie.

Il serait donc hasardeux de penser qu'un pays pourrait se passer de son industrie du raffinage sans conséquence et pourrait sans risque s'approvisionner sur le marché mondial en produits finis aux qualités et aux spécificités qu'il requiert. D'ailleurs, un des éléments partagés à l'issue de la table ronde sur le raffinage en France était que « *le maintien d'une industrie du raffinage performante constitue un enjeu européen et national, en particulier pour des raisons de sécurité d'approvisionnement* » [9].

Certes, la dépendance nationale vis-à-vis du marché du pétrole brut est importante mais les différentes origines restent beaucoup plus substituables que les produits finis. Par ailleurs et sans que cet argument soit déterminant, le transport du pétrole brut est plus simple que celui des produits raffinés. L'UFIP souligne que sous cet angle, la zone ARA (ports du Benelux : Anvers-Rotterdam-Amsterdam) à laquelle il faut adjoindre la façade atlantique de la France et une partie du Royaume-Uni, est sans doute la plus adaptée pour recevoir facilement et à des coûts raisonnables des pétroles en provenance du monde entier.

Le marché mondial permet des ajustements entre les différents produits du raffinage (gazole, essence, carburéacteur, naphta, ...), garantit l'existence d'une concurrence mais il ne doit pas être vu comme LA solution pour assurer l'approvisionnement et l'indépendance énergétique d'un pays de taille raisonnable. Il est significatif qu'en Europe, seuls Malte, Chypre et le Luxembourg ne possèdent pas de raffinerie.

Ce sont des arguments de ce type, particulièrement prégnants en période de conflit économique ou militaire, qui avaient conduit plusieurs pays européens à constituer des entreprises nationales pour s'affranchir de la domination anglo-américaine dans les années 1950. Des entreprises souvent de taille mondiale ont vu le jour et certains pays attachent une importance toute particulière à cette industrie.

Notamment, les Pays-Bas, dont le poids démographique et économique est environ le quart ou le tiers de celui de la France, ont une capacité de raffinage comparable (65 Mt/an), essentiellement tournée vers l'exportation (63 %) et assurant 4 % du PIB [16]. L'Italie, comparable à la France, dispose d'une capacité de raffinage d'environ 110 Mt/an, pour une production de 86 Mt/an exportée à 13 % [21].

1.1.2. L'industrie du raffinage s'inscrit dans un marché mondial :

Le pétrole brut constitue le premier marché mondial avec près de 20 % des échanges portant sur près de 60 % de la production, très loin devant les autres denrées, même énergétiques comme le charbon ou le gaz.

Les produits finis sont aussi largement échangés, notamment en ce qui concerne l'essence et le combustible diesel mais aussi les carburéacteurs ou « jet-fuels ».

Les coûts de transport restent très faibles au regard du coût des produits ; ils ne sont jamais un obstacle. Toutefois le transport des produits finis est un peu plus complexe, notamment sur les continents (camions, trains, oléoducs dédiés), que le transport de pétrole brut en grande quantité par pétroliers ou pipelines.

Il en résulte que l'industrie du raffinage doit essentiellement réaliser ses profits avec des prix d'achat et de vente imposés.

Les conditions locales sont néanmoins importantes pour garantir la rentabilité, par exemple lorsque l'approvisionnement du marché local est difficile depuis l'extérieur (cas des marchés continentaux de l'Europe, notamment en Allemagne¹²). Mais, même dans ce dernier cas, la différence de prix ne peut être durablement supérieure aux coûts de transports depuis d'autres zones de production comme Rotterdam.

Lorsque les coûts de production ou les difficultés opérationnelles sont plus élevés que les références internationales, il devient pertinent d'un point de vue économique d'importer des

¹² Tous les intervenants ne s'accordent pas toutefois sur cette affirmation. Ceci dit, les deux groupes qui ont quitté le raffinage en Allemagne, ConocoPhillips et Exxon-Mobil, auraient été rapidement éliminés du marché.

produits raffinés. Cela pourrait expliquer certains rachats de raffineries littorales peu compétitives par des groupes étrangers, notamment asiatiques, dont l'objectif serait de les transformer en terminal d'entrée pour leurs productions.

C'est cette logique qui a conduit à la fermeture des raffineries de Teesside au Nord-Est de l'Angleterre (ex-ConocoPhillips racheté par le groupe PétroPlus) ou de Wilhelmshaven en Basse-Saxe sur la Baltique (ex-ConocoPhillips racheté par le groupe Hestya Energy) pour les transformer en terminal d'importation. De même l'avenir de la raffinerie de Stanlow près de Liverpool (ex-Shell) rachetée par le groupe indien Essar reste incertain (poursuite de l'activité ou plus probable transformation en terminal d'importation ?) [6].

Cela justifie aussi les projets de terminal pour produits pétroliers qui existent dans plusieurs ports européens. Ils rencontrent une très forte opposition des raffineurs qui y voient la mort programmée de leurs sites. A Marseille-Fos, le projet de la société allemande OilTanking a été ainsi repoussé, au moins provisoirement.

Le surcoût d'importation de produits finis par rapport au pétrole brut (arrivé au terminal maritime) est estimé par l'UFIP à 10 c€/t, ce qui est extrêmement faible face au coût du produit.

1.1.3. En Europe le marché des produits raffinés se décompose localement :

Le marché mondial assure une interconnexion entre des marchés locaux aux caractéristiques plus particulières.

En premier lieu, le « prix du baril de pétrole » masque des prix très variés qui tiennent compte de la qualité du pétrole brut (teneur en soufre, en composés aromatiques ou de bas poids moléculaire, etc.), de sa localisation, etc., ce qui se traduit par des références, parfois connues du grand public (brent de la mer du Nord, arabian ligh, West Texas intermediate ou WTI...).

En second lieu, certaines zones sont plus facilement accessibles que d'autres, ce qui permet une concurrence plus forte (proximité des gisements, ports autorisant de grands tirants d'eau, présence d'oléoducs, localisation continentale vs. maritime, etc.). Les coûts de transport ou de l'énergie peuvent être ainsi significativement variables.

En troisième lieu, les conditions réglementaires pour exploiter une raffinerie sont plus ou moins contraignantes.

Ces différents éléments se combinent pour définir des marchés nord-américains, asiatiques, européens ou moyen-orientaux.

En Europe, il faut au moins distinguer :

- la zone méditerranéenne, extrêmement concurrentielle et concurrencée, dont les installations souffrent beaucoup actuellement¹³,
- la zone de la Mer du Nord (qui inclut de facto la Normandie) où les installations sont souvent assez modernes suite à des investissements réguliers, et un peu moins directement exposées aux importations massives en provenance d'Asie ou du Moyen-Orient (trajets plus longs, ports parfois moins faciles d'accès par manque de tirant d'eau, notamment en Angleterre). Le groupe ENI estime que les marges dans cette zone sont supérieures de 3 à 4 \$/t en comparaison avec la Méditerranée,
- les zones continentales où les différences de coûts de transport entre le pétrole brut et les produits finis peuvent être pleinement exploitées, surtout quand il y a un oléoduc, ce qui est le plus souvent le cas.

¹³ Il faut souligner la situation particulière de l'Italie qui dispose d'une capacité de raffinage très supérieure à ses besoins (110 Mt/an contre 75 Mt/an en 2010 et 16 raffineries) et qui est donc particulièrement sensible à toute réduction de sa compétitivité sur le marché international. Le taux d'utilisation des raffineries italiennes s'élève à 82% en 2009 contre une moyenne de 95% sur la période 2005-2008, 4 à 5 des 16 raffineries étaient considérées comme menacées de fermeture en février 2010 [11]. Le déclin de production se poursuit.

1.2. LE SECTEUR DU RAFFINAGE EST ACTUELLEMENT CONFRONTÉ À UNE CRISE MAJEURE :

Un responsable la résume ainsi : « *Les tendances identifiées depuis 10 ou 15 ans se sont concrétisées avec la crise économique-financière et se sont cristallisées ; les pétroliers européens n'avaient pas vu venir la concurrence sino-indienne¹⁴ ».*

1.2.1. Dans le monde une crise conjoncturelle :

Depuis le milieu des années 2000, le marché des produits pétroliers a été substantiellement modifié ; la capacité mondiale de raffinage a augmenté de 10 % depuis 1998 [10]. Les échanges de produits finis se sont fortement accrus et de nouvelles raffineries tournées vers l'exportation ont été construites en Inde et au Moyen-Orient. L'Inde a fourni 6 % des importations européennes de produits pétroliers en 2010 (contre 3 % en 2009) et, pour la France, 23 % des importations de carburéacteur et 11 % de celles de gazole¹⁵ [10].

Après une période de croissance économique où l'ensemble des installations mondiales était sollicité et durant laquelle de nombreux investissements ont été décidés, la crise de 2008-2009 a provoqué une réduction sensible de la demande (86,5 Mb/j en 2007, 86,2 Mb/j en 2008 et 84,9 Mb/j en 2009, remontée à 87,9 Mb/j en 2010, [9] et [10]).

Aujourd'hui les capacités mondiales de raffinage sont excédentaires (4 411 Mt/an avec 660 raffineries [10]). Malgré la croissance prévisible de la demande, l'achèvement de nouvelles unités en cours de construction devrait maintenir cette situation jusque vers 2016 selon un grand groupe pétrolier. Cette analyse est proche de celle de l'Agence internationale de l'énergie qui prévoit une capacité de production excédentaire supérieure à 4 Mb/j au moins jusqu'en 2014 [9]. L'UFIP est un peu plus pessimiste avec un excédent estimé à 5-6 Mb/j.

« En 2009, les répercussions de la crise ont été fortement ressenties par les compagnies pétrolières dont les résultats financiers de la branche raffinage se sont sensiblement dégradés. À l'exception de Shell, la totalité des sociétés — européennes et américaines — dégagent des résultats en nette diminution par rapport à l'année précédente (2008) et trois d'entre elles présentent des résultats négatifs, dont Sunoco et Valero, compagnies présentes uniquement dans l'aval pétrolier. Dans l'ensemble des compagnies, la baisse moyenne est de – 67 % avec des déficits supérieurs pour les américaines (– 86 %) aux européennes (– 40 %). Ces résultats reflètent l'effondrement des marges de raffinage au plus bas en 2009 » [15].

1.2.2. En Europe une crise structurelle :

Après une légère amélioration en 2010, le niveau des marges de raffinage a de nouveau été très bas en 2011 et sans doute inférieur à celui de 2009, année marquée par une chute de 60 % par rapport à 2008 (75 % aux USA) [9].

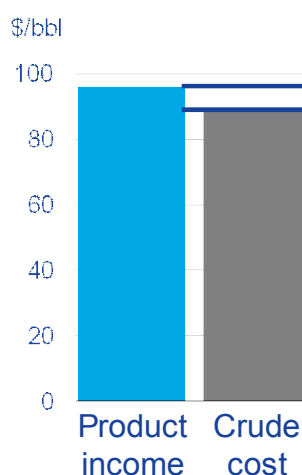
S'il est difficile de savoir très précisément ce que recouvrent les chiffres présentés, de nombreux indicateurs de marges existent¹⁶. Il s'agit en général de la marge globale donnée par la différence entre le prix des produits finis et celui du pétrole brut. Il faut alors déduire le coût de l'énergie du raffinage (près de 50 %), puis les autres coûts fixes et variables ainsi que l'indique le graphique n° 1 (fondé sur une installation théorique de référence).

¹⁴ Ce propos d'un professionnel est intéressant et résume bien certains aspects de la crise actuelle. Mais ce sont les mêmes qui investissent et investissent massivement au Moyen-Orient sans vraiment évoquer ce point devant la mission.

¹⁵ Mais dans le futur, lorsque la demande asiatique sera supérieure, l'exportation vers l'Europe sera moins prioritaire. Il y donc création aujourd'hui d'une future dépendance stratégique si l'Europe entrave la compétitivité de ses raffineries au bénéfice de celles d'Asie.

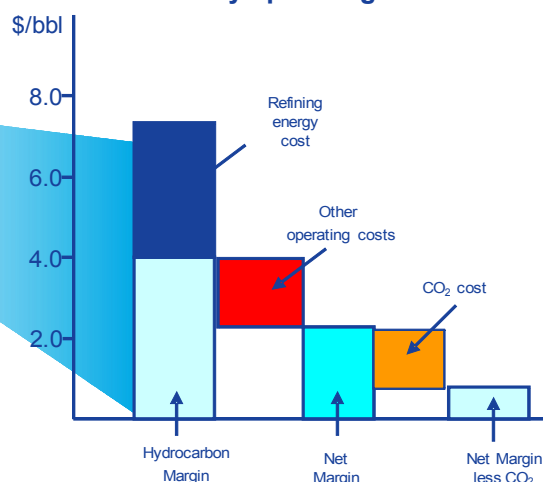
¹⁶ De façon résumée chaque opérateur ou interlocuteur semble avoir le sien.

Crude cost and Income from Products



Sources:
 - Prices: Platts
 - Typical refinery yield: CONCAWE

Refinery operating cost 2007



Sources:
 - Operating cost: CONCAWE

graphique n° 1 (source Europa – Concawe)

Souvent proches en termes de valeur, les enseignements des valeurs communiquées sont très convergents. Les données de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) reprises par l'UFIP et certains opérateurs montrent que, depuis de nombreuses années, les marges sont faibles à l'exception des années 2000-2001 et 2004 à 2008 (graphique n° 2).

Tous les opérateurs rencontrés, en France et à l'étranger, laissent entendre qu'ils ont perdu ou pourraient perdre de l'argent en 2011. Total a déclaré que ses marges de raffinage s'étaient contractées à 13 €/t au troisième trimestre 2011 contre 16,3 au second trimestre et 16,4 un an auparavant ([i2]. Le groupe autrichien OMV indiquait le 21 septembre 2011 que ses marges de raffinage ont diminué de 40% au premier semestre 2011 pour tomber à 1,90 dollar par baril¹⁷ au lieu de 3,15 dollars auparavant¹⁸[1], soit au niveau du début des années 1990. (OMV 21 sept 2011). Un autre acteur important, dont les performances sont bonnes a priori, déclare que « les marges en Europe sont proches de zéro » d'où l'impérative « nécessité de garantir des volumes pour couvrir les frais fixes ».

En Europe, le point mort (représenté schématiquement par la barre orangée sur le graphique n°2) serait aujourd'hui de 20 à 25 €/t et il se serait accru depuis 10 à 15 ans en raison de l'augmentation du coût de l'énergie et des contraintes réglementaires. Un opérateur fait remarquer que le transport de produits finis depuis l'Inde revient à 15-20\$/t ; les raffineries indiennes devant importer le pétrole brut comme les raffineries européennes, leur compétitivité à l'exportation sur ce dernier continent montre l'ampleur des différences au détriment de l'Europe.

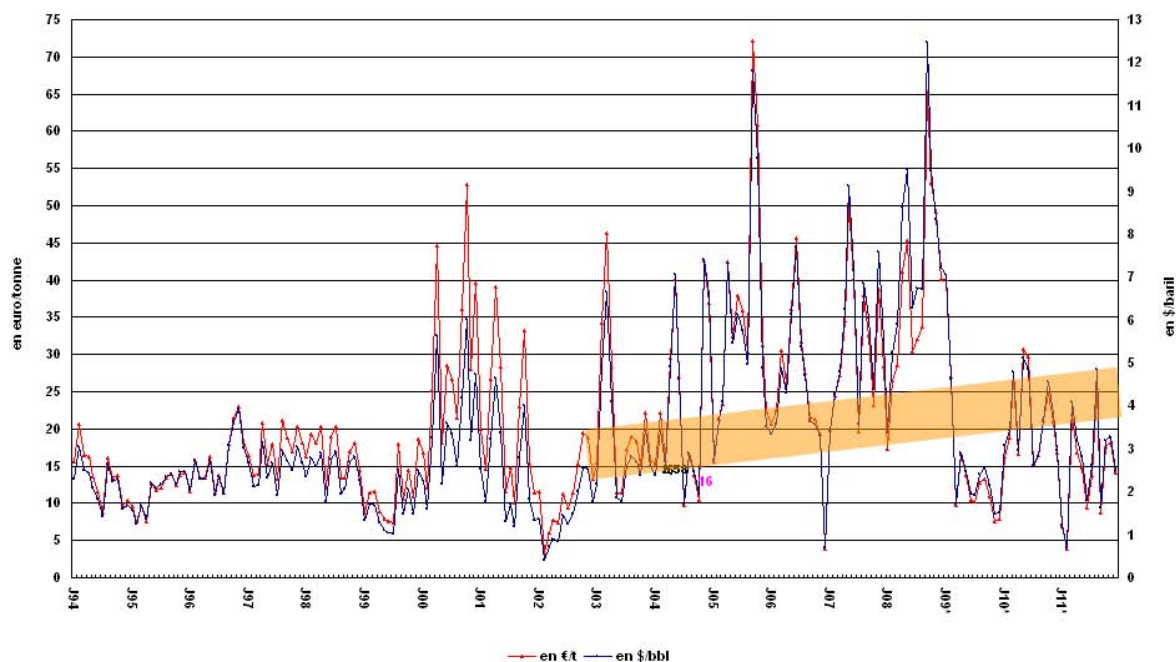
Cette analyse explique le mouvement actuel de fermetures, plus ou moins directement annoncées, souvent précédées par une mise en vente en général infructueuse. La contraction observée et prévisible du marché européen des produits pétroliers la renforce (603 Mt en 2008, 573 Mt en 2009 et 569 Mt en 2010 pour la demande hors soutes maritimes et respectivement 665, 625 et 615 Mt pour la production).

¹⁷ 159 litres, suivant sa masse volumique, une tonne de pétrole brut fait entre 7 et 9,3 barils, la moyenne mondiale se situant aux environs de 7,6 barils par tonne.

¹⁸ Approximativement 10-11 et 16-18 €/t

Evolution de la marge de raffinage depuis janvier 1994

Source : DGEC



graphique n° 2 (source DGEC)

Les perspectives à 2050 dressées par l'association Europaia prévoient une réduction des capacités européennes de l'ordre de 50 à 70 % ; il pourrait ne rester en Europe que 30 à 50 raffineries en 2050 [14]. Malgré les réserves qu'il faut toujours accorder aux études de ce type, force est de reconnaître que ce scénario est plausible. En novembre 2011, 7 sites sont fermés ou en cours de fermeture et 17 autres en vente sur les 98 raffineries européennes¹⁹ appartenant à 34 opérateurs différents [11]. Ces données sont supérieures à celles que l'on peut trouver dans la presse (12 sites en vente en Europe pour 1,85 Mb/j et 11 aux USA pour 1,23 Mb/j, [6]). Et quand une raffinerie ferme, « *personne ne voit d'impact sur les prix* » résume un opérateur.

Ceci s'inscrit dans une tendance historique depuis les années 80, période de fermetures massives. De très nombreuses raffineries ont cessé leur activité en France ou en Allemagne. De 1975 à 2011, le nombre de raffineries en France est passé de 24 à 11 et la capacité de raffinage a diminué de 173 à 85,8 Mt/an [20] (67,1 Mt/an en tenant compte de toutes les fermetures et réductions de capacités effectives ou annoncées). Le nombre de raffineries en Italie est passé de 36 en 1970 à 16 aujourd'hui. De plus, l'industrie du raffinage est caractérisée par de fortes économies d'échelle, ce qui conduit logiquement au développement d'unités de grande taille, la seule limite étant ensuite les coûts de distribution des produits finis.

Mais tout ne peut s'expliquer par la seule baisse de la demande : de 2003 à 2008, les importations en produits raffinés de l'Union européenne ont augmenté de 19 %.

Le responsable d'un grand site étranger résume la situation ainsi : « *l'évolution générale du marché et la récente concurrence mondiale sur les produits finis engendrent une situation grave et inquiétante dont l'Europe ne semble pas avoir vraiment perçu, ni la mesure, ni les conséquences possibles* ». Pour un autre, « *maintenir la rentabilité dans les dix ans à venir sera un vrai challenge* ».

¹⁹ UE plus Suisse et Norvège.

1. Il serait utile de promouvoir, au niveau européen :

- une analyse de la situation très préoccupante de l'industrie du raffinage,
- une action concertée pour permettre une prise de conscience des enjeux liés à cette industrie et pour y apporter des solutions.

1.2.3. En France un effondrement des capacités de production qui ne couvrent plus le marché intérieur :

Au sein de l'Europe, la situation française semble très préoccupante avec :

- des surcapacités par rapport à la production effective,
- un effondrement des marges,
- une diminution des investissements.

En février 2010, avant une relative amélioration, l'UFIP déclarait que les raffineries françaises perdaient approximativement 150 M€/mois. Mais les marges ont de nouveau fortement chuté et, comme en 2009, les opérateurs français pourraient perdre entre 0,5 et 1 G€ en 2011.

Cette situation n'est pas unique comme le montre l'Italie, mais la production et les exportations se sont beaucoup plus contractées que dans le reste de l'Europe.

Aujourd'hui les fermetures et les réductions de capacité (Raffineries des Flandres, de Normandie et de Reichstett) s'élèvent à 17,8 Mt/an. **La nouvelle capacité française de raffinage ne couvre plus la consommation intérieure (80,7 Mt/an)**. Cette perte atteint 31,4 Mt/an en ajoutant les arrêts définitifs possibles des raffineries de Berre et de Petit-Couronne. Sous cette hypothèse, **la France passerait en quatre ans d'une surcapacité de production d'environ 11 % à une sous capacité de plus de 15 %** [26].

De 2008 à 2009, les importations de pétrole brut et l'activité des raffineries ont été réduites de 14 %, passant de 83 Mt à 72 Mt. Les exportations de produits finis ont perdu 18 % (-5 Mt), celles d'essence vers les États-Unis s'effondrant de 43 %. Les importations de produits raffinés ont explosé, passant de 2,6 Mt à 10,2 Mt, notamment celles de gazole (3,8 Mt). Ces données, extrêmement préoccupantes, ne peuvent pas être expliquées par la simple contraction de la demande intérieure de 5 % (de 87,7 à 83,3 Mt), ni même par les perturbations d'approvisionnement dues à l'arrêt de l'oléoduc SPSE en provenance de Fos-sur-Mer suite à une fuite [9]. Ces valeurs rapportées à une capacité nationale de raffinage de 98 Mt traduisent l'ampleur des difficultés rencontrées, lesquelles ont un impact significatif sur le commerce extérieur français.

En 2010, alors que la conjoncture du raffinage s'améliorait, les importations de pétrole brut et l'activité des raffineries ont poursuivi leur réduction de 11 %, passant à 66,6 Mt. Les exportations de produits finis ont encore perdu 12,6 % ; les importations nettes de produits raffinés atteignent 15,4 Mt (40,3 Mt importés et 24,9 Mt exportés), notamment celles de gazole et de fioul domestique qui représentent 20,4 Mt (majoritairement en provenance de Russie). De nouveau, ces données ne peuvent pas être expliquées par la simple contraction de la demande intérieure de 2 % (à 81,6 Mt), ni même par la réduction de capacité de la raffinerie de Normandie, la fermeture définitive de la raffinerie des Flandres ou par les perturbations sociales ayant engendré une crise de l'approvisionnement pétrolier en octobre 2010 [10].

Tous les grands pays (D, I, Fr, UK) sont confrontés à des fermetures de raffineries. Le rythme en France (mais peut-être aussi au Royaume-Uni) semble toutefois supérieur. A la fin de 2010, le groupe Total a réduit sa capacité de près de 25 % en trois ans (fermeture de la raffinerie des Flandres à Dunkerque, 7,7 Mt/an, et réduction de capacité de la raffinerie de Normandie de 15,9 à 9,8 Mt/an par fermeture d'une unité de distillation atmosphérique).

Un opérateur souligne qu'il est grave mais très significatif que « à Fos-Marseille, là où il y

quatre raffineries, il soit tout de même rentable d'implanter un terminal d'importation » (le projet OilTanking précité, cf. 1.1.2., p. 15).

Si, comme c'est à craindre, de nouvelles fermetures de raffineries ne pouvaient être évitées au cours des prochaines années, il serait à tout le moins souhaitable qu'elles soient annoncées avec un préavis permettant qu'elles soient préparées au mieux.

2. La gravité de la situation française semble encore mal perçue par de nombreux acteurs. La dégradation du commerce extérieur et la perte de la couverture du marché intérieur sont des éléments particulièrement inquiétants apparus depuis trois ans. Il serait important de les faire connaître et comprendre par des actions et une communication adaptées.

3. Il convient d'en tirer tous les enseignements pour la politique industrielle et de l'emploi en France. Le risque d'éventuelles nouvelles fermetures de raffineries ne saurait être sous-estimé ; des actions destinées à les prévenir ou à les accompagner doivent être envisagées (des restructurations ou des rapprochements entre certains sites par exemple).

1.3. LES SPÉCIFICITÉS EUROPÉENNES :

1.3.1. Une demande de produits pétroliers en déclin et des investissements réduits

La décarbonation inéluctable de l'économie associée à une faible croissance économique engendre une diminution de la consommation de produits pétroliers et contribue à la fermeture de nombreuses raffineries en Europe. Ce continent est dans une situation différente d'autres marchés, asiatiques notamment, où la croissance économique pourra absorber la décroissance relative des énergies fossiles dans la production des biens matériels.

Aux fermetures de sites s'ajoutent des investissements modestes sur de nombreux autres encore exploités. Si Europa fait état d'un investissement moyen en Europe de 6 G€ par an en moyenne sur les raffineries, les opérateurs soulignent la part des investissements liés aux contraintes réglementaires ou environnementales, allant jusqu'à 80 % selon l'un d'entre eux²⁰, contre 20 % pour répondre aux besoins du marché.

A contrario, il faut souligner l'ampleur des investissements de groupes comme Exxon-Mobil, Shell ou Total au Moyen-Orient ou en Asie ; les montants cités sont de l'ordre de la dizaine de milliards de dollars pour chaque groupe alors qu'ils peinent souvent à dépasser 5 à 600 millions d'euros sur les sites européens. A titre illustratif, l'indien Reliance Petroleum, a porté fin 2008 la capacité de production de sa colossale raffinerie de Jamnagar, dans l'État du Gujarat (Ouest du pays) de 33 à 62 millions de tonnes/an (la construction aurait duré trois ans seulement). Ce site est délibérément tourné vers l'exportation à destination de l'Europe, des États-Unis et de l'Afrique en attendant de répondre à l'essor prévisible du marché indien (?). Par comparaison, la plus grosse raffinerie européenne, Shell à Pernis-Rotterdam, possède une capacité de 21 millions de tonnes/an.

Ces installations étrangères récentes sont souvent beaucoup plus performantes que les raffineries européennes de conception assez ancienne.

²⁰ Toutefois ce caractère « réglementaire » paraît parfois discutable, au moins en ce qui concerne l'efficacité énergétique ou même la prise en compte de l'évolution des spécifications des produits.

1.3.2. Un rapport de consommation gazole/essence supérieur aux capacités de production :

La diésélisation des transports routiers a fait l'objet d'un encouragement ancien par la majorité des pouvoirs publics européens. Les constructeurs automobiles souhaitent, comme tous les industriels, un environnement technique et réglementaire stable et ils ont souvent, depuis de longues années, misé sur la diésélisation du parc automobile (notamment les constructeurs français).

Cette diésélisation est soutenue par de nombreux arguments même si son importance soulève aujourd'hui des critiques étayées ; il n'est pas dans l'objet du rapport de la commenter.

Du fait des reports partiels possibles entre les produits élaborés à partir des différentes « coupes » de raffinage²¹, les déséquilibres s'étendent au fioul domestique (très proche du carburant diesel) et au carburéacteur [12]. La part du gazole dans les importations européennes croît durablement et atteint désormais 34 % en 2008 et 36 % en 2010 [10]. Ces déséquilibres, qui concernent toute l'Europe et ont fortement augmenté au cours des dernières années, accroissent sa vulnérabilité.

Les raffineries européennes ont été conçues pour produire essentiellement de l'essence (d'où un équipement en craqueurs catalytiques et en unités d'alkylation) et non du gazole (hydrocraqueurs) à une époque où le rapport de consommation gazole/essence était de 1/3 à 1/2. Aujourd'hui ce rapport s'est inversé ; proche de 1/1 en 2000, il est désormais de 2/1 et devrait être de 3/1 en 2020 [14]. Il en résulte un excédent de production d'essence qui doit être exporté (essentiellement vers les USA) et une sous-production de gazole qui doit être compensée par des importations (cf. supra). A ce déséquilibre s'associent des excédents de fiouls lourds qui trouvent difficilement preneur sur le marché mondial.

Au-delà de son aggravation au cours des dernières années, cette situation connaît des perspectives défavorables :

- la diésélisation du parc automobile européen se poursuit,
- la consommation nord-américaine d'essence se contracte,
- l'incorporation obligatoire d'éthanol dans l'essence augmente la quantité de ce dernier produit à exporter.

Pour ces raisons, il est désormais fréquent d'observer des prix de l'essence inférieurs à ceux du gazole sur les marchés européens (prix hors taxes) ; une telle situation a été observée au printemps-été 2008 et en janvier 2011 notamment [8]. Les difficultés liées à ce rapport gazole/essence sont unanimement dénoncées par les raffineurs en Europe.

Les raffineurs font aussi valoir que la production de gazole par hydrocraquage émet 633 g CO₂/kg gazole soit 21 % de plus que la production par distillation atmosphérique. Ils suggèrent ainsi que le développement marginal des combustibles diesel ne serait pas écologiquement justifié²².

Pour autant cette diésélisation est ancienne, elle remonte aux années 80 et aurait pu être compensée par des investissements. La mission a visité des raffineries équipées récemment d'hydrocraqueurs dont les rapports de production essence/ gazole²³ sont de 1/2 et qui sont donc adaptées à la fourniture du marché européen.

Les professionnels estiment que pour répondre aux besoins du marché européen, c'est à

²¹ De façon très schématique, les produits dont les températures de distillation sont comprises dans un intervalle pas trop large et donc de poids et de structure moléculaire assez proche.

²² Toutefois ce résultat surprend un peu, sachant que 1 kg de gazole engendre environ 2,9 kg CO₂, on arrive à une consommation énergétique pour les gazoles produits par hydrocraquage de près de 22 % alors que le raffinage consommerait moins de 7-10 % de l'énergie et l'extraction-transport du pétrole brut de l'ordre de 4 %, soit un total moyen de 11 à 15 %.

²³ Environ 20 % d'essence et 40 % de gazole, exemples vus en Allemagne, Italie et aux Pays-Bas.

dire compenser un manque de 30 Mt de gazole et de carburéacteur, il faudrait 20 hydrocraqueurs de plus pour un coût de 11 G\$ [12]. Ces investissements sont élevés mais doivent être mis en perspective avec ceux réalisés par les mêmes opérateurs ailleurs dans le monde et les investissements qu'ils déclarent en Europe : 6 G\$ en moyenne annuelle.

En conséquence et pour la mission, plutôt que de s'interroger sur la pertinence de la diésélisation, éventuellement de la dénoncer, il semble plus intéressant et fondamental de déterminer les raisons de ce déficit d'investissement. Le cœur du sujet et la réponse aux questions posées résident sans doute là.

La situation est la plus extrême en France (cf. infra 2.1.1 p. 46). Pour autant ses origines semblent plus complexes qu'une simple question fiscale. Il faut remarquer que le rapport des taxes et accises entre l'essence et le gazole n'est pas substantiellement différent entre la France (1,39) et l'Allemagne (1,41), avec une moyenne de 1,40 pour l'Union européenne à 15 [9]. Qui plus est, le Royaume-Uni, un des rares marchés où le rapport gazole/essence n'est pas déséquilibré, connaît autant, si ce n'est plus, de ventes et de fermetures de raffineries que le reste de l'Europe.

Les raffineurs considèrent que la future directive sur la taxation de l'énergie permettrait de corriger progressivement les écarts de taxation à l'origine du déséquilibre mais ils reconnaissent que ce sera difficile et long. La direction générale de l'énergie de la Commission ajoute que la décision pourrait être longue à obtenir compte tenu de la règle de l'unanimité qui s'applique pour la fiscalité.

1.3.3. Des exigences environnementales importantes :

L'association Europaia considère que les exigences européennes sont les plus contraignantes du monde et que beaucoup de régions jouissent de coûts de production hors énergie bien inférieurs.

Les industriels mettent en avant que leurs standards internes imposent des comportements vis-à-vis de l'environnement identiques partout dans le monde. Pour le justifier, ils expliquent, d'une part, qu'il en va de leur image, que la sécurité est non négociable, que ce ne sont pas les objectifs en faveur de l'environnement qu'ils contestent parfois mais les moyens imposés pour y parvenir sans réflexion coûts/bénéfices environnementaux et, d'autre part, que cela leur est facile parce que leurs installations non-européennes sont souvent plus récentes.

Les réglementations européennes inspirent fortement les grands marchés émergents que sont notamment la Chine et l'Inde. La Chine, même si elle part de très loin, considère désormais que la protection de l'environnement est une priorité et il est très probable qu'elle saura se donner les moyens de son ambition. Ainsi les normes Euro pour les véhicules s'étendent graduellement mais à un rythme accéléré dans les grandes villes chinoises et indiennes [15].

Ceci est d'ailleurs un avantage car peu de pays en dehors de l'Union européenne ont des capacités excédentaires de raffinage susceptibles de fournir des produits répondant aux normes européennes. Mais cette supériorité s'amenuise, la moitié des raffineries russes sont capables de produire du gazole aux normes Euro V.

En revanche et en ce qui concerne spécifiquement l'Europe, les raffineurs se plaignent d'approches rigides et d'une réglementation évoluant trop vite, non-prévisible à 10 ou 15 ans, manquant souvent de pragmatisme et négligeant les approches coût-bénéfice.

Les professionnels listent un grand nombre de textes les concernant, notamment :

- la directive sur l'efficacité énergétique EED,
- la directive ETS (emissions trading system),
- la directive sur la taxation de l'énergie,

- les textes en projet sur le contenu en soufre des combustibles maritimes,
- la directive sur la qualité des carburants (FQD),
- la directive SEVESO,
- le règlement REACH,
- la directive sur les émissions industrielles (IED)

Le Concawe avec ses différents modèles et données statistiques a estimé les coûts de la réglementation européenne pour 100 raffineries et sur 10 ans :

- NO _x , SO ₂ , passage au combustible gaz,	20 G €
- pollution de l'eau	4 G €
- sites et sols pollués (estimation basse)	1 à 2 G €
- ETS (30 €/tCO ₂)	15 G €
- Qualité des carburants (en particulier pour les soutes maritimes)	15 G €

Ce qui conduit à un total d'environ 50 à 55 G €. Rapporté à une production de 600 à 650 Mt/an, cela représente un surcoût de 7,7 à 9,2 €/t. Pour les premiers items qui correspondent principalement à la directive IED, cela induit 300 M€ par site en moyenne. Ces montants, que l'on peut qualifier de conservatoires, sont nettement supérieurs à ceux couramment annoncés par les opérateurs qui souvent ne prennent pas en compte la qualité des carburants maritimes et peuvent valoriser la tonne de CO₂ à un prix inférieur à 30 €.

Le Concawe considère que les coûts environnementaux aux USA, à l'exception des émissions de CO₂, ne sont pas significativement différents²⁴.

Ce discours reflète vraisemblablement une réalité, notamment en ce qui concerne les grands groupes pétroliers et en matière de gestion des risques. Néanmoins une analyse détaillée appelle des « nuances » recouvrant les doléances exprimées par les exploitants.

De la synthèse des opinions recueillies, qu'il s'agisse du point de vue des groupes ou de propos plus personnels, il ressort que :

- les exigences légales et réglementaires au sein des pays de l'OCDE sont largement comparables, toutefois l'Europe est sans doute la plus rigoureuse si l'on considère l'ensemble des champs, notamment celui de la pollution de l'air ;
- en dehors de la zone OCDE, les conditions d'application peuvent être plus souples, les délais pour avoir une autorisation beaucoup plus brefs ;
- ce discours ne concerne que l'environnement local, la sécurité sur les sites industriels et non les impacts globaux ou planétaires (i.e. les émissions de gaz à effet de serre).

Quatre domaines où les exigences européennes ont été présentées comme supérieures à celles du reste du monde ont été identifiés. Un cinquième s'y ajoute, le surcoût de l'énergie qui trouve certains fondements dans les politiques environnementales.

1.3.3.1. La lutte, efficace, contre les polluants atmosphériques :

Ce domaine est souvent celui sur lequel l'Union européenne est présentée comme étant en pointe.

L'ensemble des raffineurs met en avant des résultats exemplaires, voire spectaculaires depuis plusieurs décennies, qui se sont encore améliorés avec des divisions par 2 des émissions d'oxydes d'azote ou de soufre depuis 5 à 7 ans ou encore avec des réductions d'un facteur 10 du nombre d'heures de dépassement des seuils de pollution atmosphérique (SO₂ > 350 mg/m³).

²⁴ Le graphe n° 8, p. 25, suggère même qu'ils seraient supérieurs.

Aux Pays-Bas et au cours de la dernière décennie, l'industrie du raffinage a réduit ses émissions de SO₂ de 55 %, de NO_x de 41 %, de composés organiques volatils (COV) de 55 %, de particules fines de 86 % [16]. Ces résultats sont souvent dus à l'usage du gaz naturel, ce qui exige des investissements parfois importants (75 M€ pour les distillations atmosphériques de la raffinerie Shell à Pernis-Rotterdam).

Les industriels mettent toutefois en avant que les coûts marginaux d'élimination des polluants s'accroissent rapidement et que les efforts qui leur sont imposés sont sans commune mesure avec leur part de responsabilité dans les émissions.

Ce discours est particulièrement développé pour les oxydes d'azotes. Les raffineries avancent qu'elles sont responsables de moins de 2 % des émissions totales mais qu'on leur impose des contraintes disproportionnées en raison des plafonds nationaux d'émissions (liés au protocole de Göteborg) et au fait que, techniquement et surtout politiquement, il est très difficile d'agir sur les transports et les émissions résidentielles.

Les équipements de dépollution sont très onéreux que cela soit par changement de combustible ou par épuration des effluents. Ainsi l'unité SCR (selective catalytic reduction) ajoutée sur une turbine à gaz de la raffinerie Exxon-Mobil de Fos-sur-Mer a coûté 9,7 M€ en 2009 ; un équipement équivalent sur le réformeur (steam cracker) de Port-Jérôme estimé à 85-113 M€ est suspendu en raison de son prix. Pour la raffinerie Shell de Pernis-Rotterdam, les seuils futurs d'émission d'oxydes d'azote obligeront à des investissements de 20-21 M€.

Les raffineurs évoquent que lors des grèves d'octobre 2010 en France aucun impact de l'arrêt des unités n'a été mesuré sur la pollution par les oxydes d'azote.

Selon l'association Europia, les futurs seuils d'émissions imposeront des procédés plus complexes et des équipements pour les différents polluants :

- SCOT (Shell Claus off-gas treating) et Sulfreen (procédé Total) qui améliorent la récupération du soufre jusqu'à 99,9% contre 96-97 % par déplacement des équilibres chimiques en modifiant les catalyseurs ou les températures de réaction, ou encore sulfacide (catalyse humide sur charbon actif) pour le SO₂,
- Scrubber (i.e. lavage des gaz) sur les craqueurs catalytiques en phase fluide (FCC) et les grandes unités de combustion,
- SCR (sélective catalytic reduction) et SNCR (sélective non-catalytic reduction), pour réduire les oxydes d'azote,
- électrofiltres pour les particules.

La quasi totalité des opérateurs dénonce que dans le futur proche les contraintes imposées, a priori et sauf dérogations, seront équivalentes pour les installations, nouvelles et anciennes (directive IED)²⁵.

1.3.3.2. La volonté de réduire les gaz à effet de serre :

Il s'agit essentiellement des émissions de CO₂ et de la mise en œuvre du protocole de Kyoto au travers de la directive ETS (emissions trading system). Jusqu'à présent et jusqu'en 2013, les raffineurs disposent de quotas d'émission gratuits.

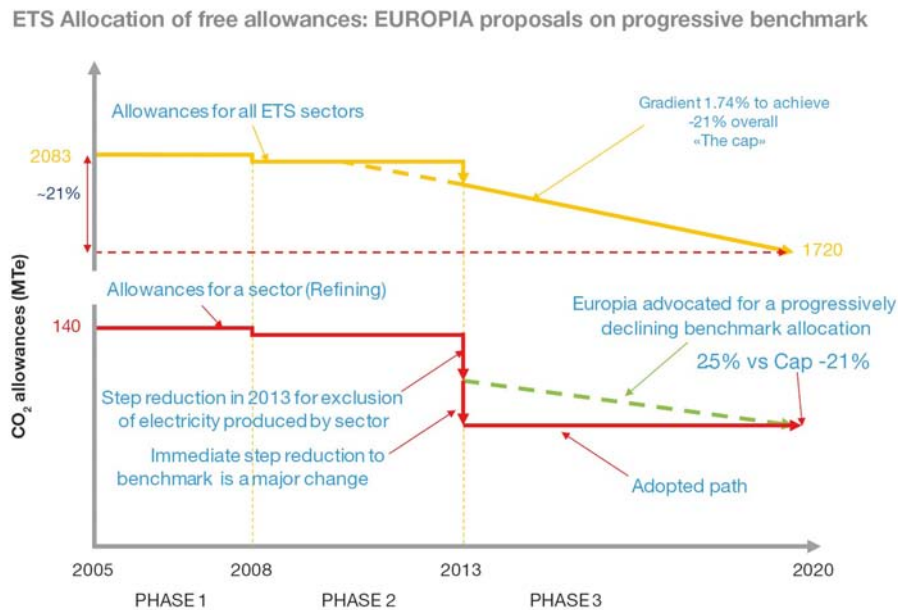
Après 2013, considérant que l'industrie du raffinage est soumise à la concurrence internationale, elle disposera pour partie de quotas gratuits correspondant à environ 75 % de ses émissions. Cette situation est dénoncée par les raffineurs comme non-satisfaisante pour les raisons suivantes :

²⁵ Lorsque des conclusions sur les « meilleures technologies disponibles » (MTD) seront adoptées par l'Union européenne, les installations existantes devront, dans un délai de quatre ans, respecter les valeurs limites d'émission correspondant à l'utilisation de ces MTD.

- Le raffinage européen est responsable de l'émission de 130 à 140 Mt CO₂/an, soit 3 % des émissions totales et 8 % de celles de l'industrie. Approximativement, avec un prix de 30 €/t CO₂ et 25 % des quotas d'émission à acheter, le coût annuel sera de 1 G€ soit 1,5 €/t raffinée, lequel devra être déduit des marges de raffinages pour rester en phase avec les prix de la concurrence internationale.

- Le Concawe annonce que cela correspond à 13 % de la marge de raffinage ; Europaia précise que cela couvre presque la marge nette avec les données 2007 ; avec celles de 2009 et 2011, un tel prélèvement engendrerait une perte nette (cf. graphe n° 1, p. 17).

- Les permis d'émissions gratuits seront réduits dès 2013 alors que les objectifs européens sont fixés pour 2020 ; il n'y a aucun lissage, ce que traduit le graphique n° 3.



graphique n° 3 (source Europaia)

- L'attribution des quotas gratuits est faite par référence aux 10 % des raffineries les plus performantes qui ne payeront rien pour leurs émissions. La règle retenue pour définir la performance est l'index Cwt, dérivé des travaux du bureau Solomon, défendu par le Concawe et repris dans la réglementation européenne. Si la méthode et la formule de l'indice ne sont pas vraiment contestées, elles peuvent être très pénalisantes dans certains cas. Une raffinerie qui produit du coke difficilement valorisable (parce qu'elle traite des pétroles très lourds) et l'utilise comme combustible pour ses fours est très lourdement taxée (cas réel).

- Les émissions dues à la cogénération seront pourvues à 100 % par le marché (elles ne bénéficieront pas de quotas gratuits, la production d'électricité n'étant pas délocalisable). Les opérateurs considèrent que la partie chaleur devrait être traitée comme les autres combustibles.

Les opérateurs ont souvent indiqué, sous couvert de l'anonymat, leurs estimations ; le plus souvent effectuées avec une tonne de CO₂ à 30 €, celles-ci vont de 0,5-1 €/t à 1,5 €/t mais il convient de souligner que les données précises ne concernent que des unités performantes en terme d'énergie consommée et d'émissions de CO₂. Un exemple, étranger et particulier, a été donné avec un coût de 4 €/t.

Pour la DGEC, il faudrait payer en moyenne 4,3 M€/raffinerie française, ce qui conduirait à un coût de 0,6 à 0,8 €/t. L'UFIP évalue le coût moyen à 2 €/t, mais cette estimation générale pour l'Europe paraît inappropriée pour la France, où toutefois certains sites pourraient subir plus que d'autres les conséquences du mécanisme de paiement des quotas de CO₂. (cf. graphiques n° 9 et 10, p. 28)

Les inter-professions nationales et européenne annoncent souvent que l'application de ce règlement sera un révélateur ou un « *tribunal* » impitoyable des défauts de compétitivité et soutiennent qu'il s'agit d'une vraie distorsion économique et concurrentielle pour le raffinage européen vis-à-vis du reste du monde. Les graphiques qualitatifs (n° 4 et 5) communiqués par Europaia suggèrent d'importantes différences entre les sites.



graphiques n° 4 et 5 (source Europaia)

Force est de constater que, sans être – vraisemblablement et en moyenne – aussi élevés que veulent le dire les professionnels, les coûts à la tonne sont significatifs et lourds dans une période de forte concurrence et de surcapacité. La mission n'avait pas les moyens d'évaluer de manière objective les conséquences de cette situation. De manière qualitative, on peut cependant considérer qu'elle pourrait contribuer au mouvement déjà engagé de fermeture des sites les moins performants et qu'il est tout à fait possible que ces surcoûts soient une incitation à accroître les importations en provenance de l'étranger lesquelles sont déjà compétitives.

1.3.3.3. Le coût de l'énergie sensiblement supérieur :

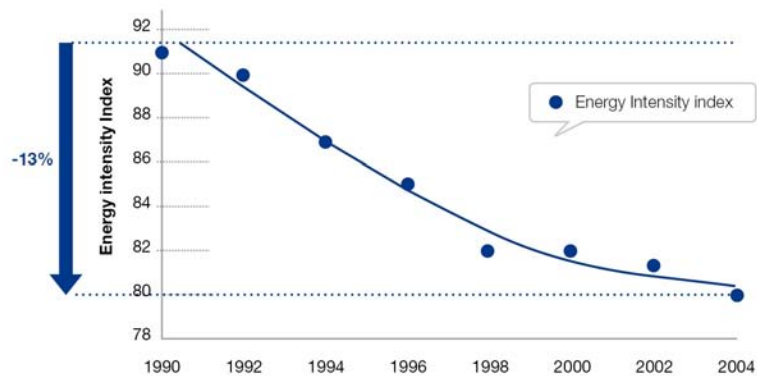
Le raffinage est une industrie énergético-intensive et les combustibles comptent en moyenne pour moitié dans les coûts de raffinage. Ce poste particulièrement important est donc stratégique et pourrait justifier des restructurations préférentielles en Europe (craintes exprimées par plusieurs opérateurs et inter-professions).

Tous les raffineurs rencontrés ont fait état de programmes ou d'équipes spécifiquement dédiés à l'amélioration de l'efficacité énergétique, parfois à un niveau hiérarchique équivalent à celui accordé à la sécurité. Des investissements importants sont réalisés (une « rétroboucle » sur une distillation atmosphérique a coûté 14 M€) mais une autre piste explorée partout est de stabiliser au maximum le fonctionnement des raffineries, c'est à dire éliminer les arrêts mais aussi lisser les variations de charge en quantité, voire même en qualité, de produit traité.

Le bureau Solomon indique que l'index d'efficacité énergétique des raffineries européennes s'est amélioré de 13 % de 1990 à 2004 (graphique n° 6) [12], un raffineur a fait état confidentiellement d'une progression de 22 %.

EU REFINERIES ENERGY INTENSITY INDEX

Source: Solomon Associates



graphique n° 6 (source Europaia)

L'association Europaia déclare que le raffinage européen est compétitif sur l'efficacité énergétique mais lutte sur les autres coûts [11]. Toutefois les raffineries exportatrices d'Asie sont encore plus compétitives [14] ; ce qui est confirmé par les données issues du Bureau Solomon (graphiques n° 7 et 8).

Figure 24: E U refineries are competitive in energy efficiency . The most energy efficient E U refineries are the best in the world .

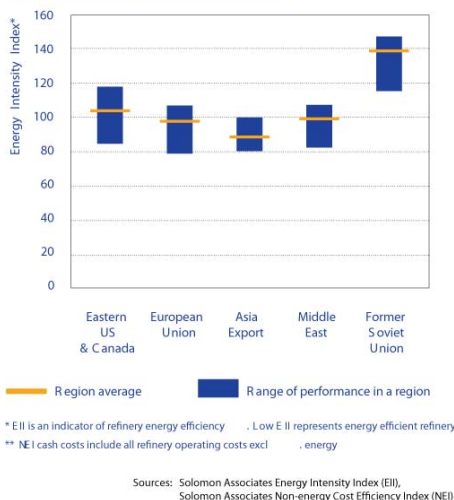
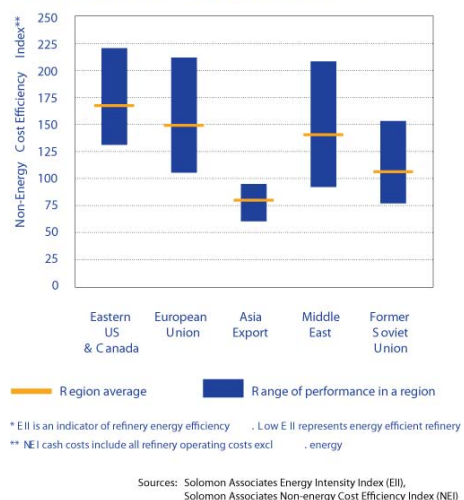


Figure 25: Non-energy cash costs in European refining are higher than in most regions (especially vs . new Asian export refineries) .



graphiques n° 7 et 8 (source Europaia)

Mais cette analyse n'est pas partagée par les opérateurs ou plus exactement est partielle dès lors qu'elle assume implicitement des prix de l'énergie égaux dans le monde.

Or un grand groupe pétrolier souligne que les coûts de l'énergie ont été multipliés récemment par 2,5 en Europe alors qu'ils sont restés stables au Moyen-Orient et aux USA.

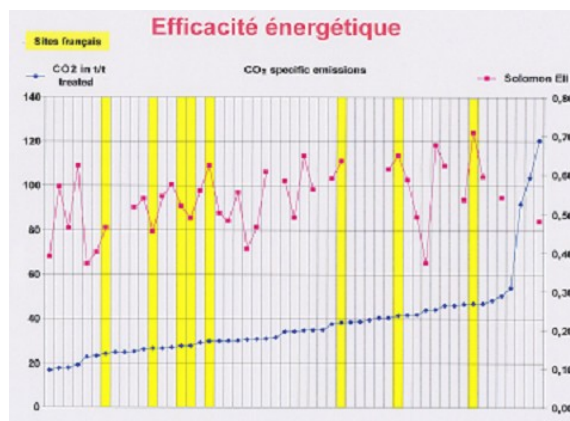
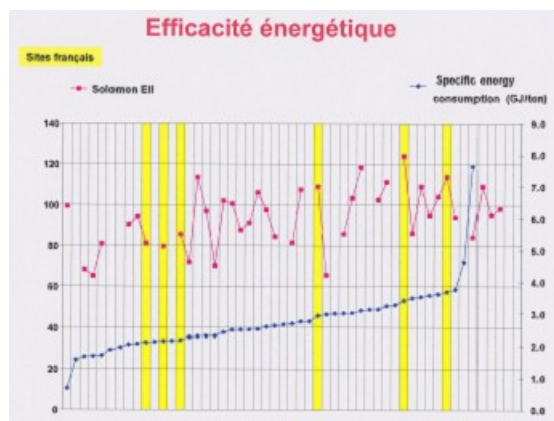
Le gaz est le plus utilisé car il permet d'abaisser les émissions de polluants atmosphériques. En Europe²⁶, ce combustible est plus onéreux qu'ailleurs dans le monde, en raison des contrats de longue durée indexés sur les prix du pétrole. Cette déconnexion des marchés est soulignée [9] et se traduit en 2010 par des prix spot de 11,5 €/MWh en moyenne en Amérique du Nord, considérés comme très faibles, contre 15 à 18 €/MWh en moyenne en Europe, prix eux-mêmes inférieurs d'environ 30 % aux prix des contrats de long terme. Ces prix sont en outre orientés à la hausse (ils ont à peu près doublé en 2010 passant de 8 à 18 €/MWh de janvier à décembre) du fait de l'arbitrage gaz/charbon pour la production de l'électricité (cette orientation pouvant ensuite être entretenue par l'arrêt annoncé des centrales nucléaires allemandes) [10].

Une évolution récente est l'utilisation en très rapide croissance et à des conditions compétitives des gaz de schistes en Amérique du Nord alors qu'elle est freinée en Europe pour des raisons liées à la protection de l'environnement. Sans fournir de données précises, un opérateur a indiqué que cette nouvelle source d'énergie avait profondément modifié les rapports de compétitivité entre les sites des deux côtés de l'Atlantique.

C'est une conséquence indirecte des différences des réglementations et des politiques environnementales dont l'impact pourrait être a priori significatif.

Enfin les gaz de schistes peuvent aussi alimenter des vapocraqueurs, des projets existent aux USA, ce qui donnerait un surcroît de compétitivité à la pétrochimie Outre-Atlantique.

En ce qui concerne la France, ses raffineries ne seraient pas, en moyenne, parmi les plus performantes au plan énergétique. Cette indication formulée sans plus de précision par différents interlocuteurs est confirmée par les deux graphes n° 9 et 10 lesquels montrent surtout de fortes variations.



graphes n° 9 et 10 (source [1] via DGPR)

Les données ordonnant les raffineries sont des critères frustes, quantité d'énergie utilisée (GJ) ou quantité de CO₂ émis rapportées à la tonne de pétrole raffinée. Mais l'indice Solomon (EII ou energy intensity index) est inscrit pour chaque raffinerie (points rouges) ; plus il est faible, plus le site est compétitif. Les graphiques sont strictement anonymisés mais les raffineries françaises y sont repérées par une barre jaune, si trois d'entre elles sont bien placées, les autres sont loin et l'une est la dernière.

²⁶ « Les prix européens sont caractérisés par une certaine régionalisation des marchés du gaz naturel en raison de conditions d'offre-demande spécifiques » [10].

1.3.3.4. Le développement des biocarburants aggrave le déséquilibre gazole/essence :

Les biocarburants sont développés, parfois depuis plusieurs décennies, dans différentes parties du monde, Amériques du Nord et du Sud, Europe notamment. C'est souvent, au moins dans les Amériques, pour des raisons d'indépendance énergétique et économique.

La substitution de composés d'origine végétale dans les carburants pour automobiles présente une difficulté particulière en Europe du fait du déséquilibre essence/ gazole présenté dans les pages précédentes (p. 21). Incorporer 7 % d'alcool dans l'essence (en énergie, ce qui donne plus en volume) conduit à augmenter mécaniquement la surproduction d'essence alors que celle-ci trouve moins facilement qu'auparavant des débouchés.

De surcroît, les grandes variations des exigences nationales dans ce domaine (cf. infra, 2.5., p. 60) perturbent les opérateurs européens.

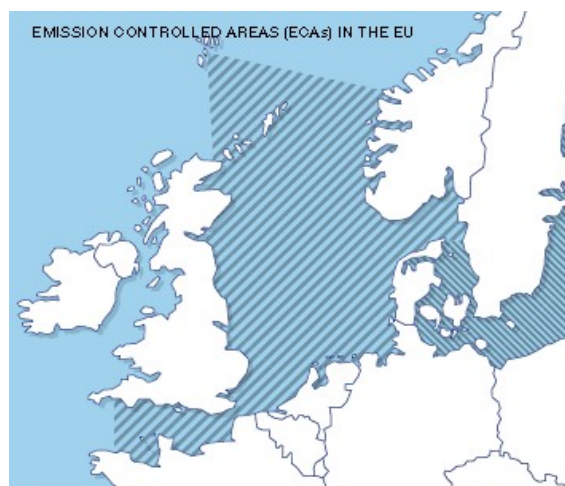
Il faut cependant rappeler que les exigences nord-américaines sont élevées. Pour 2012, l'Environment protection agency (EPA) a fixé la part des biocarburants durables à 9% contre 7,5% en 2011. En volume, ceci représente 58 milliards de litres de biocarburants durables, environ 40% de l'objectif retenu pour 2022 [17].

1.3.3.5. Les futures règles sur les carburants ou « soutes » maritimes pourraient perturber le schéma technologique du raffinage européen :

L'International Maritime Organisation ou IMO est parvenue en 2008 un accord qui prévoit d'abaisser la teneur en soufre des combustibles utilisés par les navires (convention MARPOL, annexe IV). La transposition est prévue au niveau européen par une directive en projet. Les raffineurs plaident en faveur du maintien de la situation actuelle laissant entendre qu'elle permettrait de valoriser des combustibles difficilement utilisables autrement²⁷.

Les teneurs actuelles des combustibles en soufre peuvent être très élevées (4,5 % jusqu'en 2011, puis 3,5 % au maximum depuis le 1^{er} janvier 2012 mais un taux de 0,5 % est visé après le 1^{er} janvier 2020. Les bateaux de passagers sont soumis à un maximum de 1,5 % qui passera à 0,5 % le 1^{er} janvier 2020.

L'enjeu principal réside sur la définition des mers protégées ou zones ECA (emission controlled areas) ; le taux de 0,1 % y sera imposé dès le 1^{er} janvier 2015. La Mer Baltique, la Mer du Nord et la Manche en feront partie, la question est plus ouverte pour des secteurs de l'Atlantique du Nord, de la Mer Noire et surtout de la Méditerranée (carte n° 1).



carte n° 1 (source Europa)

²⁷ Ils ajoutent que le dioxyde de soufre produit est rapidement transformé en sulfates absorbés par les eaux océaniques et marines

Si l'Europe est entourée de mers protégées, les navires pourraient estimer plus rentable de consommer du gazole car les coûts de désulfuration des soutes rendront leur prix peu compétitif. L'approvisionnement des navires pour leurs passages en dehors des zones protégées serait réalisé préférentiellement hors de l'Europe et les raffineurs de ce continent devront trouver un débouché pour le sous-produit fatal que constituent pour beaucoup de raffineries les soutes maritimes.

Toutefois en Amérique du Nord, notamment en Californie, des contraintes directement dérivées de l'IMO sont aussi mises en place (aucun des interlocuteurs de la mission ne les a évoquées).

La désulfuration demande des quantités importantes d'hydrogène dont la production par réformage catalytique du méthane²⁸ engendre des émissions conséquentes de dioxyde de carbone. La transformation des soutes maritimes, si elles ne trouvaient plus preneur, en produits plus légers exigerait un craquage poussé en présence d'hydrogène. Au final et selon les raffineurs, ce serait des investissements et un surcroît d'émissions de gaz à effet de serre pour un bénéfice incertain

La mission n'a pas approfondi ce point, ce qui exigerait notamment une connaissance fine des écosystèmes marins et qui a été tranché au niveau international.

Europa indique que pour répondre aux besoins du marché européen, il faudrait 10 hydrocraqueurs de plus pour un coût de 6-7 G\$, lesquels s'ajouteraient aux 20 déjà cités pour produire du gazole (1.2.2., p. 22) [12].

4. Dans la mesure où cela est encore possible au niveau européen, porter une attention particulière aux arbitrages relatifs à la future directive transposant les règles IMO, notamment quant à la définition des zones protégées.

1.3.4. Une instabilité réglementaire et des conditions d'applications variables dans le temps et l'espace :

Les interlocuteurs industriels de la mission ont unanimement dénoncé pour les réglementations qu'ils doivent appliquer :

- une très grande complexité,
- une instabilité dans le temps et une variabilité dans l'espace,
- un manque de prévisibilité,
- des conditions d'application fortement variables dans le temps et l'espace.

En ce qui concerne la complexité, les groupes pétroliers présentent souvent des tableaux ou des graphes en réseaux compliqués, soulignant les origines nationales ou européennes des textes. Les approches s'enrichissent selon les pays avec d'intéressantes variantes pour les États à structures complexes, lesquelles permettent d'ajouter des niveaux avec « les régions ou les États », « les comtés, districts ou départements » et « les communes ».

Pour autant la mission n'a pas été vraiment convaincue. Le raffinage est une activité technologique complexe et à risques. Il est normal qu'elle soit encadrée pour de nombreux aspects et avec des textes différents. Pour prendre une image, personne ne dénonce la complexité et la multiplicité des textes relatifs à la conception des automobiles et à leur conduite ; en revanche, on imagine mal que ces textes changent fondamentalement selon les lieux et les années.

L'instabilité réglementaire et législative est presque unanimement dénoncée en Europe ; cette question est réelle. Les directives européennes sont révisées à une fréquence élevée, mais prévisible. Leur transposition tarde parfois et peut bloquer des projets (cas cité en Italie

²⁸ Très schématiquement, à chaud, sous pression et en présence de catalyseur : $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$

où il fallait attendre un texte pour déterminer les contraintes imposées à un projet). De même les lois nationales évoluent sensiblement. Cette instabilité n'a jamais été dénoncée pour d'autres zones comparables de l'OCDE mais la mission ne peut pas affirmer qu'elle n'existe pas ailleurs.

Les pratiques pourraient certainement évoluer pour rendre les orientations mieux connues et donc les évolutions du droit plus prévisibles. Par ailleurs les négociations conduites par la Commission dans les organisations internationales sont souvent réalisées dans des conditions qui concourent à leur opacité, par exemple parce que la Commission transmet les textes support des négociations dans des délais interdisant leur analyse adéquate.²⁹

Les industriels dénoncent aussi des phénomènes de double sanction ou de « *prime à la médiocrité* » lorsque les contraintes nouvellement imposées ne tiennent pas compte des réalisations antérieures. Sans mettre en doute l'existence de telles situations, les exemples précis manquent et le sujet semble concerner aujourd'hui surtout la lutte contre les oxydes d'azote.

En revanche de multiples exemples d'instabilité ou de conditions d'application variables ont été fournis ; cette liste non-exhaustive est complétée par les développements thématiques ultérieurs :

- Aux Pays-Bas une installation de captage de 400 000 t de CO₂ a été réalisée parce que le CO₂ était déduit des émissions, mais deux ans après sa mise en service cette déduction a été supprimée.

- En France l'implantation d'un équipement du même type à proximité d'une raffinerie a fait l'objet de discussions car celui-ci serait alors établi dans les zones de danger induites par la raffinerie. L'opérateur indique qu'il n'a pas l'autorisation pour cette installation ; après analyse, la DREAL déclare qu'elle peut être réalisée à la condition d'aménagements de protection des locaux pour les employés et chauffeurs. Quoi qu'il en soit, il semble qu'une telle discussion soit assez spécifique à la France.

- Les raffineurs dénoncent le projet de réduction ou de mise de côté de 5 % des quotas gratuits d'émission de CO₂ pour faire monter les prix de la tonne de CO₂. Cette initiative qui serait soutenue par la direction générale Climat de la Commission européenne et la Présidence danoise serait alors un exemple d'instabilité des règles et des principes fixés dans le temps³⁰.

- Les raffineurs français dénoncent le projet de taxe exceptionnelle en 2012 pour financer les quotas de CO₂ pour les nouveaux industriels entrant sur le marché qui sont épuisés (230 M€ annoncés, le problème concerne toute l'industrie).

- La région de Tarente impose que les modifications de la raffinerie soient réalisées à émissions de CO₂ constantes (alors qu'il ne s'agit pas d'un polluant à impact local).

- Selon les localisations, l'impact sur les milieux naturels des émissions polluantes est ou non pris en compte ; c'est le cas pour les oxydes d'azote émis par l'unité Shell de Pernis-Rotterdam (nitrification de zones Natura 2000 à plusieurs dizaines de kilomètres pour une part dans les émissions de l'ordre de 2 %), ce n'est le cas, ni pour les oxydes d'azote, ni pour le dioxyde de soufre, en Bavière pour l'unité de BayernOil.

- En Italie les prélèvements de gaz pour analyse sont réalisés impérativement en haut des cheminées, ce qui les rend plus complexes et coûteux, tandis qu'en Allemagne des points de prélèvement aménagés au bas des cheminées sont utilisés.

- En Allemagne, les deux sites d'une même raffinerie sont contrôlés avec une périodicité et une intensité variable (bisanuelle vs. trois fois par an). En Italie les inspections, a priori

²⁹ Il faut souligner à cet égard la bonne pratique de l'administration française consistant à réunir régulièrement un groupe de travail national en parallèle de l'avancement des travaux communautaires ; encore faut-il qu'il dispose des textes négociés.

³⁰ Après contact avec la représentation permanente de la France, il ne semblerait pas qu'il y ai eu une annonce aussi tranchée mais cette idée de mise en réserve apparaît bien dans la « feuille de route pour une économie décarbonée en 2050 » et la commissaire à l'environnement s'est émue publiquement du faible prix de la tonne de CO₂.

annuelles, durent près d'une semaine, mobilisent jusqu'à quinze personnes d'organismes et de niveaux administratifs différents. En France, les sites de Haute-Normandie reçoivent entre 15 et 20 visites chaque année selon la DREAL.

- Les rapports d'inspection sur les risques ne sont pas publics en Italie (crainte de malveillance et de terrorisme), ils le sont en France.

- Les *Legionellae* dans les eaux des tours réfrigérantes sont contrôlées en France tous les trois mois, voire tous les mois en cas de suspicion ; le seuil d'alerte est de 1000 UFC/l, une raffinerie peut être arrêtée pour cette raison avec un seuil de 100 000 UFC/l (un cas en 2004) ; en Allemagne les contrôles ont lieu tous les six mois, le seuil d'action (mal connu des industriels) est de 5 à 8 000 UFC/l, l'hypothèse d'une fermeture est non envisagée ; aux Pays-Bas le problème est essentiellement de surveiller l'impact des produits biocides utilisés sur la faune portuaire (le problème est surtout celui des moules qui obturent les prises d'eau et les canalisations).

- Le coût d'une autorisation d'exploiter, quasi nul en France, s'élève à environ 0,5 % de l'investissement en Italie,

- ...

Les opérateurs soulignent que le BREF raffinage ne sera validé que vers 2013-2014. Ce document recueillera sous une forme consolidée les meilleures techniques disponibles et leurs performances environnementales. Il deviendra une référence obligatoire pour l'application de la directive IED avec quatre ans de délai pour sa mise en œuvre (respect des performances liées à ces meilleures techniques). Il s'ensuit une incertitude très forte sur les investissements pouvant ou devant être réalisés, d'autant plus que l'adaptation ou « retrofitting » d'une installation existante est beaucoup plus onéreuse qu'une bonne conception initiale. Les industriels soulignent que des possibilités de dérogation existent mais que les conditions pour les obtenir seront contraignantes et aujourd'hui largement inconnues, notamment parce qu'elles sont possibles si les coûts sont très supérieurs aux bénéfices.

Les raffineurs rêvent parfois « d'une réglementation mondiale avec des adaptations locales sur quelques points ».

1.3.4.1. Les bulles de polluants atmosphériques :

Le concept de bulle permet de regrouper les émissions d'une même raffinerie pour réaliser les investissements de dépollution sur les rejets où ils sont les plus efficaces. De façon résumée, les industriels ne voudraient raisonner que sur les émissions agrégées (la bulle) et les autorités souhaitent réglementer aussi les limites d'émission sur les installations (individuellement ou par groupes), ce qui permet plus facilement d'imposer la mise en œuvre des meilleures techniques disponibles. La position retenue in fine varie manifestement.

Selon les États ou les régions de l'Union européenne, les bulles d'émission de polluants atmosphériques sont acceptées ou non, sur des polluants différents (SO₂, le plus fréquent, NO_x, CO, poussières), sans parler de leur volume.

En Allemagne, ce concept semble moins utilisé avec des sous-bulles et l'interdiction de compenser des installations anciennes avec celles nouvellement construites. Le volume des bulles peut varier très significativement d'ailleurs à quelques kilomètres de distance en Allemagne parce que les deux sites d'une même entreprise sont sur des districts différents.

Quelques exemples peuvent être donnés pour le dioxyde de soufre (Tableau n° 1) :

Raffinerie et Etat	Capacité (Mt/an)	Bulle SO ₂ (t)	kg SO ₂ /t	limite d'émissions (mg/Nm ³)
Shell Pernis (NL)	21	5600 (?)	0,27	25/50/200 (?) ³¹
BayernOil Vohburg (D)	10,7	3105	0,47	1200/600
BayernOil Neustadt (D)		1741		
ENI Sannazzaro (I)	10	5000	0,5	600
ENI Tarente (I)	6,5	3050	0,47	800
ENI Livorno (I)	5,2	2500	0,48	1200/1050/800
ENI Venezia (I)	4,55	2821/2275	0,62/0,55	435/370
ENI Milazzo (I)	10,63	10353/10000/9000	1,03/1,0/0,9	900/800
ENI Gela (I)	6	non définie	N.S.	1700
API Anconne (I)	3,9	1400	0,36	600
Sarras Sarroch (I)	18	6700	0,37	650
IES Mantova (I)	2,6	600	0,23	600
TotalErg Roma (I)	4,32	2200/1500	0,51/0,35	1200/800
IPLM Busalla	1,89	570	0,3	460
Exxon Augusta	14,42	10900/9700	0,75/0,67	900/800

Tableau n° 1 (données recueillies par la mission)

1.3.4.2. Les sites et sols pollués :

En ce qui concerne les sols et nappes pollués, les exigences semblent très variables selon les pays et, ce qui est plus grave, selon les administrations, voire les fonctionnaires en charge de la question.

Les comparaisons sont d'autant plus difficiles que les seuils de références sont souvent présentés comme étant les mêmes ou très proches en Europe. Sur « le papier » toutes les procédures présentées à la mission sont équivalentes : identification des zones polluées ou pouvant être polluées, évaluation simplifiée de celle-ci, analyse détaillée si les résultats le justifient, élaboration d'un programme de dépollution et/ou de confinement, suivi dans le temps.

Mais la précision, la durée du suivi dans le temps, les validations par les administrations, leurs désaccords éventuels lorsque plusieurs sont concernées conduisent à des exigences très variables.

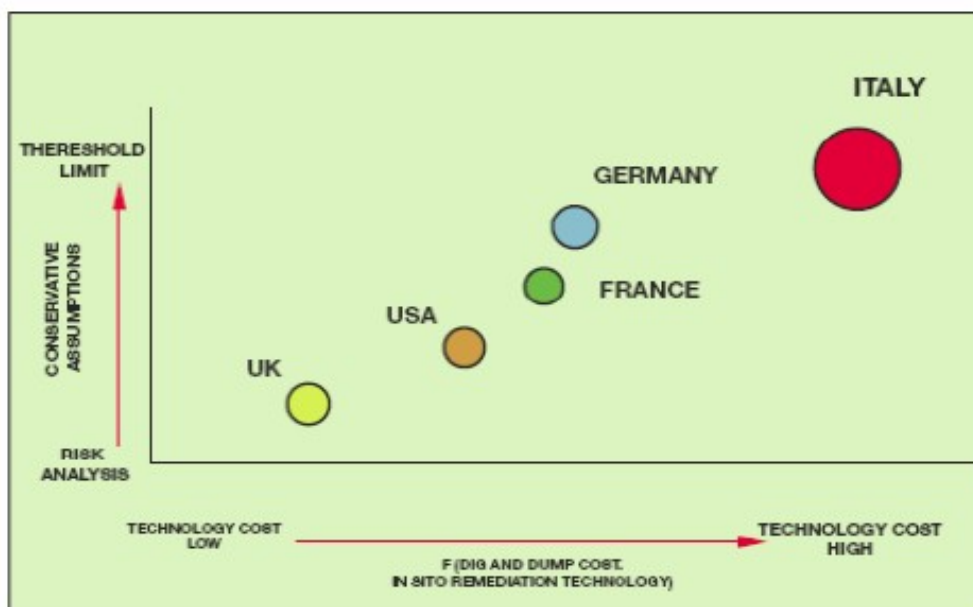
En Allemagne, l'approche paraît très pragmatique dans certaines régions où le principe d'une dépollution adaptée à l'usage ultérieur est acquis et mis en pratique. Le confinement d'une nappe peut être assuré de façon dynamique par la simple remontée du niveau du Danube causée par des barrages hydroélectriques existants. Dans d'autres pays, il faudra des murs de palplanches et une couverture pour protéger des eaux météoriques, voire dépolluer in situ ou peut-être excaver les sols.

³¹ Les documents exploités étant en néerlandais, ces données pourraient être erronées.

Aux Pays-Bas, la pollution est suivie en continue sur de nombreux piézomètres (puits) et les eaux sont pompées et traitées quand la pollution dépasse les seuils définis.

En Italie, les opérateurs préfèrent excaver tout le sol plutôt que d'affronter plusieurs années de discussion et d'exigences mal définies. Le groupe ENI y dénonce des coûts beaucoup plus élevés qu'ailleurs ; vue de l'Italie, la France serait plutôt conciliante, ce qui n'est pas partagé par d'autres opérateurs.

Le graphique (n° 11) très qualitatif résume pour un raffineur la situation en Europe³². Il ajoute en commentaire que « les coûts de dépollution seraient 7 fois plus élevés en Italie qu'ailleurs en Europe. Les valeurs retenues en Italie sont dans la plupart des cas plus sévères que celles d'autres pays ».



Fonte: elaborazione di dati Joint Research Centre

graphique n° 11 (source : ENI refining and Marketing 2007, présenté en novembre 2011, « une revue et évaluation des procédures nationales dans une perspective d'harmonisation »)

1.3.4.3. La définition des risques :

La définition des risques n'est pas uniforme en Europe. La France est souvent perçue comme plus sévère.

Aux Pays-Bas, les seuils de probabilité de 10^{-4} (sécurité interne au site), 10^{-5} (périphérie du site), 10^{-6} (habitats) sont évoqués mais ce qu'ils recouvrent reste imprécis³³. Selon Shell, les risques extérieurs doivent être d'une probabilité de l'ordre de 10^{-6} d'occurrence par an, à l'intérieur de l'usine la réglementation du travail s'applique (valeurs de l'ordre de 10^{-4}).

³² L'idée qu'il peut être moins coûteux de conserver une raffinerie que de dépolluer les sols est évoquée par certains raffineurs.

³³ Lors d'une mission antérieure aux Pays-Bas en 2003, il avait été présenté à un membre de la mission que les limites ou zonages résultaient de la prise en compte de deux probabilités. La probabilité, p_1 , d'occurrence de l'événement redouté (BLEVE, UVCE, boil-over, fuite toxique, etc.) et la probabilité de létalité, p_2 , fonction de la distance (i.e. par exemple « la probabilité de mourir à 350 m de l'explosion est de 1 % soit 10^{-2} »). Le produit de ces deux probabilités donne les limites au-delà desquelles la probabilité de décéder est inférieure à un certain seuil chaque année.

De mémoire, les références citées avaient été 10^{-6} pour les activités artisanales et équivalentes, 10^{-7} pour les habitats et 10^{-8} pour les établissements recevant du public.

En Belgique, les seuils seraient de 10^{-5} en limite de clôture, 10^{-6} pour les habitats et 10^{-7} pour les établissements recevant du public. Ils sont présentés comme cohérents avec ce qui est pratiqué aux Pays-Bas. La définition des scénarii de danger retenus serait la même qu'en France (tout ce qui peut arriver) mais il n'a pas été possible de vraiment approfondir ce point.

En Italie, la loi (334/99) définit mal la limite des risques crédibles, acceptables ou non, etc. tandis que les régions rajoutent des « variantes ». Les accidents de probabilité inférieure à 10^{-6} ne sont pas perçus comme contraignants pour le développement (au-dessus, les établissements recevant du public sont interdits).

La prise en compte des accidents pose quelques questions ; par exemple, sur le site de la raffinerie de Tarente : le « boil over » est ignoré car « *il ne peut pas y avoir d'eau dans les réservoirs de stockage* », les 6 sphères de gaz d'environ 4 à 500 t chacune (accompagnées de deux cigares de 175 m^3), sans dispositif de clapet intérieur, ni cuvette de rétention déportée, présentent un risque de BLEVE de 10^{-12} grâce à un système d'injection d'eau par la base pour évacuer le gaz par le haut en cas de problème ... (il n'a pas été précisé où allait le gaz évacué) ; en cas de sinistre, la frontière de rayonnement de 5 W/m^2 déborde seulement de quelques mètres la périphérie de la raffinerie³⁴.

1.3.4.4. La modélisation des risques :

Ce point suggéré à l'occasion de la mise en œuvre des PPRT en France a surtout été présenté aux Pays-Bas qui ont connu des modifications que les industriels considèrent comme substantielles en 1995, 2003 et 2011. Ces derniers estiment que l'adoption d'un nouveau modèle requerrait ainsi deux ans de travail pour une utilité ou des gains incertains.

La raffinerie Shell de Pernis-Rotterdam comporte 62 installations classées Seveso. Les études de danger sont révisées tous les cinq ans et même un peu plus fréquemment sur le fondement de règles propres à Shell. La collecte de données et les calculs requièrent environ deux ans. La réalisation des nouvelles études devient en effet de plus en plus complexe compte-tenu de l'imbrication des installations.

En Italie, les révisions quinquennales associées à des obligations de déclarations intermédiaires tous les deux ans sont jugées comme inutilement lourdes pour les raffineurs.

En France, le fait que les équipes chargées de la sécurité puissent être détournées par de trop nombreuses études et contrôles a été évoqué. Cela traduit toutefois une mauvaise compréhension de l'objectif principal de ces études qui ne doit pas être la production d'un document pour l'administration mais le réexamen de la sécurité de l'installation en vue de son amélioration régulière.

1.3.4.5. L'implantation d'activités économiques dans les zones à risques et la maîtrise de l'urbanisme :

Partout en Europe, l'implantation d'activités économiques à proximité des raffineries semble acceptée dans des conditions assez larges. Il ne faudrait pas en conclure que les préoccupations liées à la gestion des risques et à l'urbanisme sont absentes. Elles sont même souvent anciennes et ont donné lieu, au moins en Belgique et aux Pays Bas, à des pratiques appliquées depuis de nombreuses décennies.

Les Pays-Bas tiennent compte des les risques induits par la proximités de différentes activités mais ne semblent pas avoir développé de règles prédéfinies et strictes comparables à celles existant en France. Certains habitats peuvent être relativement près des installations (quelques centaines de mètres) mais il s'agirait d'implantations anciennes d'au moins 50-60 ans (ce que semblent confirmer les photographies aériennes). La maîtrise de l'urbanisme

³⁴ Ceci-dit la visite montre un système de lutte anti-incendie par injection de mousse particulièrement remarquable et un parc de stockage bien entretenu.

serait désormais bien contrôlée mais avec des noyaux urbains isolés à l'implantation non-satisfaisante qui ne peuvent pas être appelés « villages ». Le pragmatisme domine. Ce point est confirmé par l'Ambassade de France qui souligne la bonne acceptation de l'industrie par la population [16]

En Belgique, l'application de la directive Seveso est objectivement plus pragmatique qu'en France. Les distances d'isolement sont calculées par rapport aux habitats et aux établissements recevant du public et non vis-à-vis des autres installations Seveso. A Anvers, la maîtrise de l'urbanisme est efficace (au vu des plans et des photographies aériennes) et ancienne (au moins depuis les années 70). Exxon-Mobil n'a pas souvenir d'expropriation. Quelques habitants sont partis plus ou moins de leur plein gré. Le premier « village » est à trois kilomètres environ. Pour mémoire le port d'Anvers regroupe 108 sites Seveso (66 « seuils hauts » et 42 « seuils bas »).

En Allemagne, les autorités communales compétentes en matière d'urbanisme encadrent les autorisations d'implantations nouvelles mais il n'y a pas d'interdiction de principe. Une loi serait à l'étude afin de permettre aux industriels d'imposer des distances de sécurité sans indemnisation et de façon unilatérale.

Au Royaume-Uni, il existerait l'équivalent des servitudes d'urbanisme non indemnisées utilisées avant 2003 en France.

En Italie, à Tarente, la raffinerie a été construite en 1967. Les vues aériennes présentées, datant de 2009, montrent que les environs sont essentiellement industriels : centrale à béton, usine de traitement des eaux, sidérurgie (le plus grand site d'Italie). La ville est assez éloignée (2,5 km annoncés, sans doute surestimés, au moins en ce qui concerne les limites, cf. Google earth). La première maison (gardien d'établissement) désormais inutilisée est à 500 m, les plus proches habitations seraient à 2 km (ce qui semble aussi un peu surestimé même si elles sont bien au-delà de 1 km a priori).

La commune prend en compte la cartographie des risques pour autoriser les industries, mais dans la pratique cela ne semble pas être une grande contrainte (et l'urbanisme des habitations, vu sur les photographies aériennes, n'est pour autant pas désordonné).

D'un point de vue théorique, le plan communal d'occupation des sols pourrait interdire des implantations à proximité de la raffinerie ... mais il n'existe pas ... La raffinerie peut empêcher une implantation qui présenterait des risques pour elle (par exemple un terminal méthanier). En revanche, des exemples signalés par ENI et vérifiés sur GoogleEarth montrent des situations moins satisfaisantes (ex. Livorno).

En France, le Code de l'environnement livre V, titre 1^{er}, art. L 515-15 et suivants, prévoit que les plans de prévention des risques technologiques peuvent délimiter les zones dans lesquelles la réalisation d'aménagements ou d'ouvrages ainsi que les constructions nouvelles et l'extension des constructions existantes sont interdites ou subordonnées au respect de prescriptions relatives à la construction, à l'utilisation ou à l'exploitation. Le « Guide méthodologique relatif aux plans de prévention des risques technologiques » et la note de doctrine « traitement des activités économiques », de mai 2011, précisent ces dispositions qui s'appliquent aux activités industrielles et économiques mais demandent « qu'elles soient appliquées de façon modulée aux activités ».

1.3.4.6. La prévention du vieillissement des installations :

Ce point a souvent fait l'objet de débat assez passionnés – à tel point qu'il n'est pas acquis que les positions développées ne soient pas dans quelques cas celles des personnes interrogées plus que celles des groupes industriels.

En premier lieu, la question d'un risque spécifiquement lié au vieillissement des installations ne fait pas l'objet d'un consensus en Europe. Peu de pays ont réellement engagé une réflexion à ce sujet.

Beaucoup d'exploitants considèrent que cette problématique est déjà prise en compte par les plans de suivi et de contrôle ou par leurs procédures internes. Certains, mais non la totalité, reconnaissent cependant qu'il s'agit d'une « vraie question ».

Total fait état de son plan d'action « excellence raffinage », Exxon de l'« opérations integrity management system ou OIMS », Shell de sa politique HSE. Ces démarches présentent d'indéniables qualités (OIMS est reconnu équivalent aux SGS Seveso ou à l'ISO 14 000), sans que cela soit un argument définitif. Ces plans ont été développés après des accidents majeurs (traumatisme du naufrage de l'Exxon-Valdez pour Exxon, deux accidents mortels vers 2000 pour Shell). La DREAL de Haute-Normandie fait état d'incidents significatifs récents liés au caractère ancien des installations.

Pour autant, l'expérience professionnelle de certains membres de la mission leur a fait connaître, en France, des pratiques de dissimulation ou des comportements peu responsables de la part d'industriels³⁵. Il paraît dès lors difficile de se reposer essentiellement sur un engagement volontaire des opérateurs pour résoudre une question dont l'importance est réelle.

En second lieu, l'approche réglementaire est très souvent condamnée par les industriels ; elle est vue comme une façon étroite et rigide de se protéger juridiquement plus qu'une démarche efficace orientée par les objectifs : « *inspecter des mètres linéaires de canalisations est une chose, décider qu'il n'y aura plus de fuites, les prévenir et arriver à ce résultat après quelques années en est une autre* ».

Seule la France semble avoir choisi de traiter cette question par des voies administratives et réglementaires (avec deux arrêtés et dix guides d'applications réglementaires auxquels les industriels soulignent avoir été associés mais qui leur paraissent bien lourds).

Le Royaume-Uni a réalisé avec la profession un « research report » qui tient pour partie lieu de guide de réflexion et de bonnes pratiques [5].

Au Pays-Bas, sur la raffinerie Shell de Pernis-Rotterdam, les 62 installations du site sont révisées complètement tous les 5 à 7 ans (grands arrêts) pour les installations à risques, tous les 10-12 ans pour celles qui sont moyennement prioritaires et 10-15 ans pour les autres qui servent de variable d'ajustement. C'est une politique de Shell.

Si les opérations et les contrôles observent des « déviations », les responsables recherchent le niveau de performance et de garantie qui était requis ou souhaité à l'époque de la construction et ils cherchent à retrouver le même niveau par des ajouts et des compléments plutôt que par de la ré-ingénierie (par exemple, ils ont évité de poser plusieurs valves anti-retour en ajoutant une pompe supplémentaire sur une ligne d'alimentation). Ils suivent précisément les fuites ; en 2011, 7 ont été supérieures à 100 kg et environ 250 comprises entre 10 et 100 kg.

Avec cette politique de suivi, d'automatisation des opérations et de détection des défauts, incidents et accidents, Shell déclare avoir réduit le nombre des alarmes (qui sont « *toutes traitées alors comme il faut* »), gagné de l'argent et réduit le nombre de problèmes. « *seul 1 % de l'acier a été changé* ».

En Italie, il n'y a rien de très précis d'imposé mais une vraie réflexion est conduite. Pour ENI il s'agit de s'interroger sur les évolutions techniques et d'exploitations (ex. augmentation de la charge en soufre), de recenser et suivre les fuites observées ou supposées et de réagir sur les statistiques de fuites. ENI considère que le principal secteur concerné est le stockage atmosphérique, position proche de celle d'autres opérateurs.

D'une manière générale, on peut noter que, sur ce sujet peut-être encore plus que sur d'autres, l'intervention de l'administration a été provoquée par l'importance et la répétition des incidents. Ce constat limite la portée des arguments sur l'inutilité de cette intervention. La prévention des incidents dus au vieillissement devrait être clairement une priorité même si elle nécessite des dépenses importantes. Toutefois, dans le cadre d'une approche globale, il

³⁵ Il s'agit bien sûr de faits isolés et qui ne sauraient être généralisés mais dont l'existence ne participe pas facilement à l'instauration d'un climat de confiance forte.

faudrait peut-être davantage prendre en compte le coût et les modalités de cette priorité.

1.3.4.7. Les grands arrêts imposés selon des calendriers parfois rigides :

Les grands arrêts ont lieu en France tous les 5-6 ans. Ce délai résulte des dispositions du guide technique professionnel DT 84 « agréé » par l'administration, paru en juin 2006 et révisé en février 2010.

En Italie à Tarente, ils sont réalisés de façon séquentielle tous les 5 à 7 ans. En Belgique chez Exxon à Anvers, les grands arrêts ont lieu tous les 7 ans (auparavant tous les 5 à 7 ans). En Belgique et aux Pays-Bas, la possibilité d'aller au-delà de 6 ans est accordée sur dossier (risk based inspection) ; en Norvège le cycle est de 8 ans ; au Royaume-Uni, il n'y a pas d'obligation réglementaire, la décision est fondée sur les contrôles et les analyses (source Exxon). En Allemagne sur le site de BayernOil, les grands arrêts séquentiels ont lieu tous les 5 à 6 ans.

Bien que proches, ces pratiques légèrement différentes pourraient engendrer des différences non-totalement négligeables car l'arrêt total d'une raffinerie pendant deux à trois mois est coûteux. D'autre part, des arrêts éloignés exigent d'avoir une réglementation stable et prévisible pour ne pas avoir à modifier les installations entre les « grands arrêts »³⁶.

1.3.4.8. La réglementation des stockages de gaz liquéfiés semble parfois peu comparable :

La France dispose d'une réglementation reconnue comme plus sévère que d'autres, pour partie consécutive à l'accident de Feyzin (4 janvier 1966) et à une situation dangereuse de « quasi-accident » à Reichstett en 1999 (perte de 70 % de l'épaisseur sur un coude de tuyauterie).

Il semble y avoir dans ce domaine des approches variées et variables selon les pays.

En Belgique, des dérogations sont possibles sur les stockages de GPL (règles relatives aux risques). Sur la raffinerie Exxon à Anvers, il n'y aurait que 5 sphères de stockages soit environ 2 500 t. Ceci semble inférieur à ce qui se rencontre sur une raffinerie française et serait à rapprocher de l'excellente logistique portuaire.

En Italie à Tarente, les 6 sphères de gaz d'environ 4 à 500 t chacune (accompagnées de deux cages de 175 m³) sont sans dispositif de clapet intérieur, ni cuvette de rétention déportée (cf. supra, 1.3.4.3. p. 35).

1.3.4.9. Les stockages atmosphériques de produits liquides :

De substantielles variations ont pu être observées sur l'existence des cuvettes de rétentions dont l'état n'apparaît pas irréprochable sur tous les sites, pour ne pas dire qu'il est parfois dégradé.

En Italie les stockages de produits finis assez lourds en sont exemptés (soutes maritimes) mais non les réservoirs de pétrole brut. Aux Pays-Bas, a contrario, ce sont les produits volatils qui en sont dépourvus. En France, les produits finis lourds peuvent avoir des cuvettes de capacité réduite.

³⁶ Le BREF raffinage qui ne sera validé que vers 2013-2014 deviendra une référence obligatoire pour l'application de la directive IED avec quatre ans de délai pour sa mise en œuvre (cf. introduction du § 1.3.4.). Cette question pourrait alors ne pas être théorique.

1.3.5. Des délais et des facilités d'autorisation variables :

Les variations observées sur les contrôles et sur l'application des principes réglementaires prennent plus d'importance lorsqu'il s'agit d'autoriser une nouvelle installation (hydrocraqueur, augmentation de capacité, etc.). Les délais d'instruction et la nature des relations des industriels avec les autorités sont manifestement assez variables en Europe

Ces variations dans l'espace et dans le temps peuvent être fréquemment renforcées par des concurrences ou incompréhension entre administrations.

Il en résulte des « climats administratifs » plus ou moins favorables à l'investissement, l'association Europia considère que l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas sont les États qui développent les comportements les plus « favorables ».

Cette question est très régulièrement soulevée. Les autorités disposent partout de moyens légalement prévus ou de facto acceptés pour allonger les délais par exemple par des demandes d'information complémentaires justifiées par l'insuffisance des dossiers (ce point a été mis en avant en Italie, en France et aux Pays-Bas). Comme les autres industriels, les raffineurs revendiquent des délais raisonnables, connus à l'avance et respectés³⁷.

Les exemples vus et les discussions avec différents opérateurs en Europe montrent ou au moins suggèrent très fortement que la question relève plus d'un état d'esprit ou d'un mode d'approche administrative que des textes réglementaires qui ne sauraient a priori pas résoudre le problème : un industriel peut tout autant abuser d'une procédure en refusant de fournir des informations qu'une administration en exigeant de multiples compléments de dossier. Une procédure comporte un délai incompressible, variable selon les États, mais, dans la pratique, ce délai est souvent dépassé du fait soit de l'industriel, soit de l'administration, soit des deux. C'est dans la maîtrise de ces dépassements et dans la prévisibilité des délais que résident les principales voies d'amélioration. Il peut également y avoir des difficultés résultant de l'articulation entre diverses procédures.

En Italie, le permis de construire et l'autorisation d'exploiter sont bien différenciés ; surtout l'autorisation d'exploiter exige de vérifier que ce qui est présenté est en accord avec ce qui a été construit, ce qui ouvre la porte à des « discussions de détail », notamment avec les pompiers. Les deux procédures ne peuvent donc pas totalement se recouvrir. Les questions d'environnement et de sécurité sont par ailleurs distinctes. Pour l'hydrocraqueur de la raffinerie de Tarente (600 M€) près de 4 ans ont été nécessaires pour les autorisations et la construction. A titre de comparaison, ENI cite un projet équivalent réalisé en 22 mois au Canada. Pour la conversion profonde de la raffinerie de Sannazzaro (1,1 G€) 36 mois ont été nécessaires, ce qui est bref pour l'Italie et aurait été acquis avec quelques dérogations.

Pour mémoire, le bilan pour la directive IPPC pour la raffinerie de Sannazzaro a requis 48 mois.

En Allemagne, le projet ISAR (hydrocraqueur, 600 M€) de BayernOil a requis 18 mois. Le « permis de construire » a pris quelques mois, le « permis d'exploiter » environ 1 an. L'exploitation a commencé fin 2008 alors que les discussions ont commencé en 2007 (de façon formelle vers le milieu de l'année).

Les autorisations ont été relativement rapides à obtenir. Une instance de concertation (« workplace for discussion ») a été constituée. Les autorités ont ainsi été associées aux études et ont travaillé très étroitement avec BayernOil afin de maximiser l'efficacité administrative et de réduire autant que possible les délais de procédures. Le projet comportait 17 « installations » et donc requerrait 17 autorisations. Pour les questions de sécurité, le TUF (tiers expert comme Veritas) a réalisé les analyses sur lesquelles l'autorité compétente s'est reposée largement, n'en faisant qu'une revue simplifiée (« quick overview »).

³⁷ A contrario, l'exemple du Qatar où une autorisation peut être accordée en quinze jours sur la base d'avis de tiers experts a été cité. Il faut préciser que ce n'est qu'un exemple et que les raffineurs ne revendiquent absolument pas des délais aussi courts en Europe ; ils reconnaissent que construire dans le désert avec des autorités qui n'ont pas de réelle pratique administrative de la gestion du risque et qui la délèguent à des tiers experts est une situation très particulière.

Les exigences ont été négociées avec les autorités compétentes très précocement, ce qui n'est pas nécessairement le cas dans d'autres Länder. D'autre part, des exigences comme les bacs à double fond ou la réalisation de certains tubes doublement protégés n'existent pas en Bavière mais peuvent être imposées ailleurs.

Cette possibilité de négociation est ancienne, les objectifs ne sont pas discutables mais les moyens d'y parvenir le sont. L'intervention d'un tiers expert est une exigence mais ce même tiers expert, à condition de respecter des règles d'indépendance, peut faire les études de sécurité, ce qui permet de travailler plus rapidement et facilement (cette disposition n'a pas été nécessairement utilisée pour le projet ISAR)³⁸.

Il n'y a pas eu de contestation du public mais les procédures de consultation ont naturellement été respectées.

BayernOil insiste toutefois pour dire que ces bonnes relations avec les autorités et le public se construisent sur de nombreuses années et sont le résultat d'une politique de transparence et de bonne information (notamment en cas d'incident).

Aux Pays-Bas, l'investissement récent HSD-6 (environ 1,5 G €) sur la raffinerie Shell de Pernis-Rotterdam est pris comme référence.

En principe, le permis de construire (sécurité et environnement) requiert 6 mois environ.

La rédaction de la demande d'autorisation d'exploiter est réalisée en concertation avec les autorités locales pour éviter les difficultés ultérieures (un délai de 12 mois est une référence).

La procédure dans le cas présent a duré deux ans au lieu d'un minimum de 6 mois (délai a priori rarement respecté au moins pour un projet d'une telle ampleur). Des informations complémentaires ont été demandées en novembre 2008, ce qui a suspendu la procédure pour trois mois (demande réalisable une fois seulement par les autorités).

En France, les investissements des sociétés Exxon-Mobil et Total sur leurs sites de Haute-Normandie peuvent être pris comme référence. L'autorisation du « Gofiner » (unité de désulfuration poussée pour un coût d'environ 200 M€) d'Exxon-Mobil à Notre-Dame de Gravenchon Port-Jérôme, en 2005, a requis 18 mois entre le dépôt et la signature de l'arrêté et environ 24 mois avec les discussions préalables. L'hydrocraqueur (DHC, SMR et SRU) de la raffinerie Total de Gonfreville l'Orcher, en 2004, (environ 500 M€) seulement 11 mois et trois semaines. La première partie des modifications associées au projet RN 2012 devrait demander 13 mois (pour un investissement total d'environ 750 M€ : augmentation de la capacité de distillation atmosphérique D11, DHC et SMR ...) ; la seconde partie relative à la nouvelle unité de désulfuration des gazoles, DGO5, devrait être un peu plus longue. Toutefois il ressort qu'aucun dossier avec enquête publique n'a exigé plus de 15 mois depuis 2001, à une exception près : 21 mois en 2002-2003³⁹. Il convient de souligner que, devant la mission, toutes les parties se sont félicitées de leur bonne coopération pour prévoir et tenir des délais d'autorisation satisfaisants.

1.3.6. Une approche coûts-bénéfices insuffisamment mise en œuvre selon les industriels :

La direction générale de l'environnement de la Commission européenne annonce que l'approche coûts-bénéfices guide ses propositions.

Les opérateurs regrettent, unanimement, avec des forces et des degrés divers, que les administrations nationales ne développent pas suffisamment cette approche dans leurs analyses et pour leurs exigences. Ces propos s'expriment moins fortement en Allemagne.

³⁸ La mission souligne son étonnement devant cette possibilité.

³⁹ Curieusement les dossiers sans enquête publique sont souvent traités dans un temps plus long, peut-être parce qu'ils sont moins prioritaires ?

Les opérateurs soulignent de surcroît qu'il n'est pas possible d'avoir une telle approche lorsqu'ils sont confrontés à une réglementation instable.

Le débat sur l'approche coûts-bénéfices est ancien. Si cette approche peut paraître intellectuellement intéressante, elle se heurte évidemment à des difficultés de mise en œuvre liées notamment à l'insuffisance d'expertise pour une évaluation consensuelle des coûts et, davantage encore, à la complexité de la « monétarisation » des bénéfices pour l'environnement. Elle ne peut donc pas être recommandée comme méthode unique de choix mais peut constituer, avec d'autres, une aide à la décision.

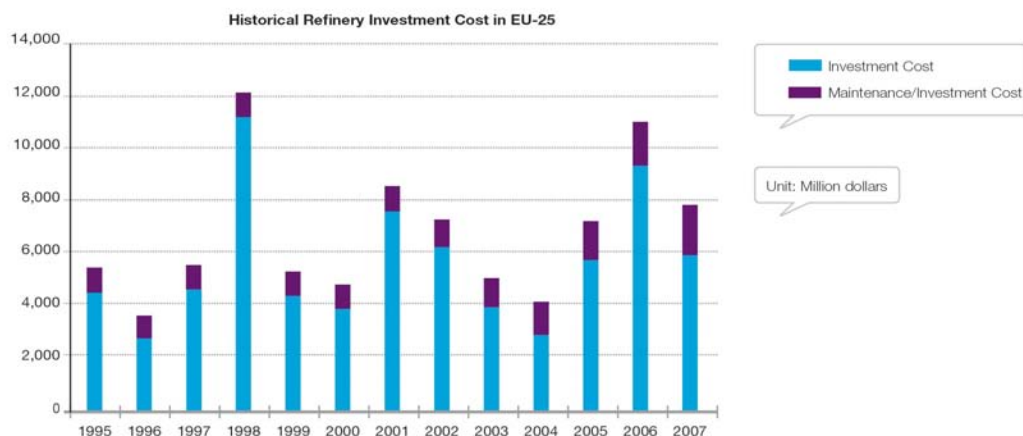
La mission n'a pas recueilli d'éléments sur l'utilisation de l'approche coûts-bénéfices hors de l'Union européenne.

1.3.7. Des investissements réduits depuis de nombreuses années :

L'Europe connaît depuis plusieurs décennies un marché pétrolier en décroissance. Le suivi des investissements est possible par l'analyse des publications d'organismes comme l'IFPEN ou Europaia ; il est complété et confirmé par les propos moins structurés des différents opérateurs.

HISTORICAL REFINERY INVESTMENT COST IN EU-25 (MILLION DOLLARS)

Source: Purvin & Gertz



graphique n° 12 (source Europaia)

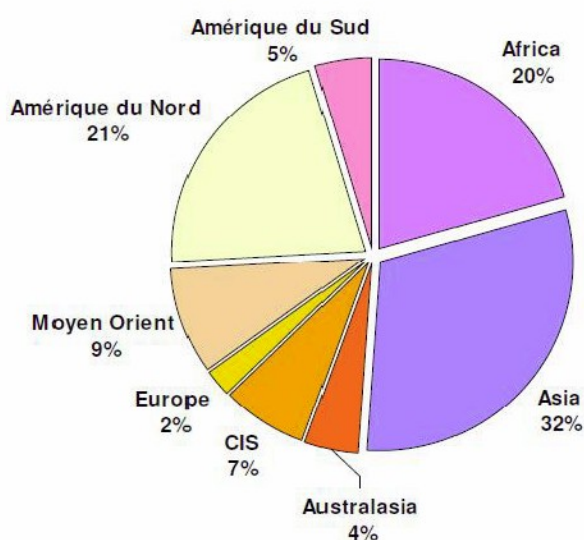
Si la réduction, la concentration et la restructuration des capacités de raffinage en Europe s'inscrivent dans une logique économique parfaitement compréhensible, les retards et sous investissements observés dans leur adaptation aux besoins du marché soulèvent plus de questions et les réponses ne sont pas immédiates.

Europaia et le Concawe font état d'un investissement moyen annuel de 6 G\$ au cours des vingt dernières années [12]. Ce montant appelle bien des questions. Selon l'IFPEN, les investissements dans le monde ces dernières années sont de l'ordre de 20 à 25 G\$. En revanche, les « dépenses mondiales de l'industrie du raffinage » s'élèvent de 55 à 65 G\$ si l'on inclut la maintenance, les catalyseurs et produits chimiques mais ce sont plutôt des dépenses courantes que de l'investissement [18].

En se fondant sur cette seconde estimation, l'Europe avec une part de 17 % dans le raffinage n'assurerait que 10 % des « investissements », c'est sans doute l'interprétation la plus crédible mais non rassurante. Sinon, elle assurerait 25 à 30 % des investissements mondiaux et elle ne pourrait être que leader. Pour mémoire, un hydrocraqueur coûte de l'ordre de 300 à 600 M€ ; avec 6 G€ d'investissement annuel, de tels équipements devraient fleurir, tel n'est pas le cas.

Le graphique suivant (n° 13,) est fondé sur des statistiques un peu anciennes, ce qui n'est pas réhibitoire car le secteur de l'énergie est capital-intensif et présente des temps de retour sur investissement assez élevés. Il montre que la situation préoccupante de l'industrie européenne du raffinage n'est pas récente sans pour autant en révéler les causes. La comparaison avec l'Amérique du Nord interpelle directement.

Figure 30: Nouvelles raffineries et Extensions de Capacités de distillation: Répartition géographique 2008 – Phase 1: Pré-études, Projets



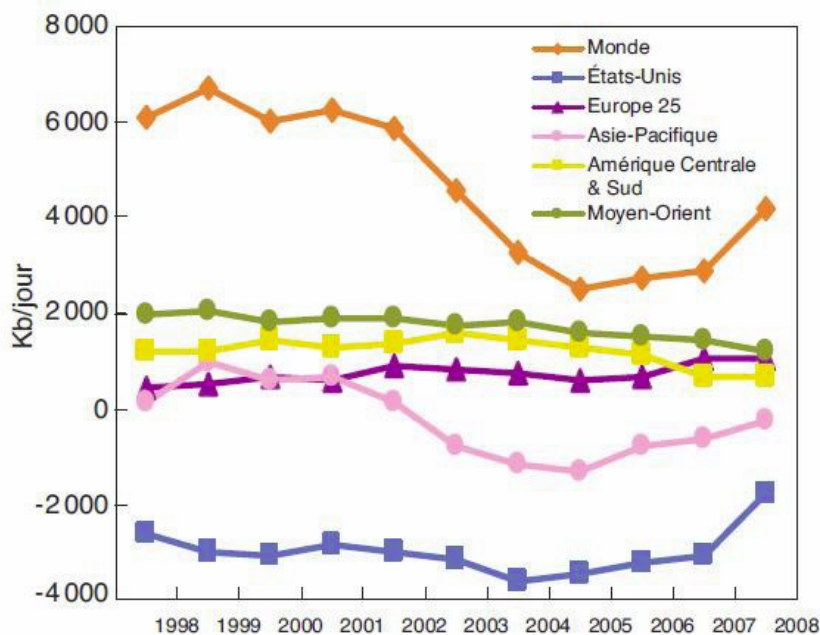
Source: IFP

graphique n° 13 (source : IFPEN via IEP d'Aix)

Le coût de l'énergie évoqué précédemment peut être un élément de réponse mais est a priori un argument assez récent. Les surcapacités de raffinage peuvent être aussi une explication, notamment pour expliquer les parts relatives de l'Amérique du Nord et de l'Europe.

En effet bien que son marché des produits pétroliers se contracte, l'Amérique du Nord a présenté des surcapacités de raffinage durablement négatives justifiant des investissements éventuels (graphique n° 14). Ainsi et à titre d'exemple, le groupe Total concentre ses investissements récents sur le site de Jubai en Arabie Saoudite et de Port Arthur au Texas ; mais l'Europe continue de représenter 85 % de ses capacités de raffinage ; il est difficile d'y voir là des enseignements indubitables.

Fig. 1 - Différence entre capacités de raffinage et demande de produits



Source : IFP à partir de BP Statistical Review of World Energy 2008

graphique n° 14 Excédent/déficit en capacité de raffinage, par grandes zones
(Source : IFP énergies nouvelles à partir du BP Statistical Review of World Energy 2009, IFPen panorama 2011 via IEP d'Aix)

Selon l'UFIP, « les perspectives de baisse de la demande globale et les réglementations de plus en plus contraignantes, spécifiques à l'Union européenne, n'incitent pas les raffineurs à entreprendre les investissements nécessaires pour rééquilibrer l'offre et la demande » [7].

Exxon-Mobil premier groupe mondial souligne la faible rentabilité des investissements européens pour lesquels se conjuguent faiblesse du marché, contraintes économiques, administratives et réglementaires.

1.3.8. Une action administrative perçue par les raffineurs comme insuffisamment au fait de leurs problèmes industriels :

La question de la compréhension des problèmes industriels par les administrations existe partout dans le monde avec des intensités et des déclinaisons variables ; elle ne constitue donc sans doute pas une spécificité européenne. Il faut cependant souligner le sentiment souvent exprimé, ou suggéré, par les raffineurs selon lequel les autorités européennes (au niveau de l'Union comme à celui des États) ne porteraient qu'un intérêt limité à leur secteur industriel (notamment au regard de celui accordé à d'autres domaines d'activité).

Ce sentiment ne correspond pas à une réalité aussi nette et homogène en Europe⁴⁰, mais il mérite que l'on y prête attention si l'on considère que l'industrie du raffinage reste, pour longtemps encore, un élément stratégique de la puissance industrielle et de l'indépendance énergétique.

⁴⁰ Cf. notamment les conclusions, rappelées en introduction, de la table ronde sur le raffinage tenue en France.

2. LA SITUATION FRANÇAISE :

En trois ans et comme indiqué antérieurement, la France a perdu 32 % de ses capacités de raffinage et les produits finis pétroliers sont devenus un nouveau poste déficitaire du commerce extérieur. Une telle dégradation semble unique en Europe.

2.1. DES « SPÉCIFICITÉS EUROPÉENNES » PLUS MARQUÉES EN FRANCE :

2.1.1. Des investissements plus réduits :

Les Pays-Bas disposent d'une capacité de raffinage comparable à celle de la France (65 Mt/an). Sur une seule des cinq raffineries du pays (certes la plus importante d'Europe), Shell annonce investir environ 100 M€ par an en faveur de l'environnement et procède à des investissements exceptionnels, par exemple en 2008 pour un complexe d'hydrocraquage (HSD 6) annoncé à 1,5 G€.

En Belgique, Exxon à Anvers déclare avoir réalisé plusieurs investissements onéreux dans les dernières années dont un hydrocraqueur et une unité de cogénération de 130 MW (600 M€ sur 2008-2011). Cette raffinerie avait vu sa capacité augmenter de 12 à 15 Mt en 2006 après avoir fait l'objet d'investissements majeurs pour économiser l'énergie en 1981. Elle avait été dotée en 1991 d'une unité d'alkylation et d'oléfines, en 1993 d'une cogénération de 45 MW et en 1997 d'une unité de viscoréduction.

En Allemagne, BayernOil a restructuré ses trois sites en fermant un mais a investi dans un hydrocraqueur pour 600 M€.

En Italie, ENI a investi pour une conversion profonde sur sa raffinerie de Sannazzaro (1,1 G€) et pour un hydrocraqueur sur sa raffinerie de Tarente en 2010 (300 M€).

Par comparaison, les investissements en France paraissent significativement inférieurs. L'hydrocraquage en France ne couvre que 7 % des capacités de distillation atmosphériques (et 10-11 % de la quantité effectivement distillée) contre 14 % en moyenne pour l'Europe, [10] et [12]. Seules trois raffineries Total-Normandie à Gonfreville, Exxon-Mobil à Port-Jérôme et Ineos à Lavera en sont équipées⁴¹. Or ces dispositifs sont essentiels pour produire du gazole dont la France est un des plus grands consommateurs.

Les investissements de Total, d'ailleurs assez peu mis en avant par ce groupe, sont rarement significatifs sauf sur la raffinerie de Normandie (1 250 M€ en 10 ans) laquelle a pour autant très fortement réduit sa capacité (de 15,9 à 9,8 Mt/an aujourd'hui pour revenir à 12 Mt/an en 2014).

Exxon-Mobil annonce avoir investi 1,2 G€ en France en 10 ans, ce qui semble moins, comparativement, que ce qui a été fait à Anvers pour des capacités cumulées proches (17,9 Mt/an en France, 15 Mt/an en Belgique). La part d'Exxon France au sein du groupe (5 % du raffinage, 5 % des emplois et 5 % du marché) rapportée à celle des profits (0 %) ne peut que poser un problème aux actionnaires quand il faut choisir la localisation d'un investissement, surtout parce que cette situation s'inscrit dans la durée.

⁴¹ L'UFIP explique en partie cette situation par le parti, pris par les raffineurs français dans le dernier quart du siècle précédent, d'investir dans le craquage catalytique pour tenir compte de la perte des débouchés en fioul lourd (résultant notamment du programme nucléaire) et produire davantage d'essence.

2.1.2. Une situation portuaire particulière :

La compétitivité des raffineries est évidemment liée à celle des ports par lesquels transitent leurs approvisionnements. A cet égard, la situation française rivalise difficilement avec celle des ports de la Mer du Nord, souvent présentés il est vrai comme les plus performants du monde. Cette excellente organisation portuaire permet de limiter les stocks de produits bruts et raffinés à quelques jours, ce qui diminue les frais financiers. Ainsi, ils sont réduits à environ deux jours de production pour la raffinerie d'Exxon à Anvers (dont tout le pétrole brut passe par Rotterdam). Au cœur de l'Allemagne, les stocks de BayernOil sont de 5 à 6 jours de production seulement (l'approvisionnement est réalisé depuis le port de Trieste en Italie par oléoduc). Ceci dit, cette question des stocks est complexe car il faut distinguer les stocks propres et ceux repris pas des sociétés de négoce (parfois filiales des raffineries) et ceux des raffineries françaises paraissent certes un peu plus importants mais non très supérieurs.

Sans développer plus avant ce point, la mission renvoie par exemple aux rapports de la Cour des Comptes : "Rapport public thématique sur les ports français face aux mutations du transport maritime : l'urgence de l'action" de juillet 2006 et « Le Grand port maritime de Marseille : blocage social et déclin » de février 2011, ainsi qu'au rapport de l'Inspection générale des finances et du Conseil général des ponts et chaussées « La modernisation des ports autonomes » de juillet 2007⁴².

2.1.3. Un rapport gazole/essence particulièrement élevé (4/1)

L'UFIP avance que la compétitivité des raffineries françaises serait d'un tiers moindre que celle de leurs homologues en raison du déséquilibre essence/gazole et de ses conséquences. La part du gazole dans les importations françaises croît durablement et elle est très supérieure à la moyenne européenne (43 % en 2008, plus de 50 % en 2010 [10]). Parallèlement, la production de gazole décroît de 8 % en 2010, pour des importations de 20,5 Mt et une consommation de 33,6 Mt [10]. Le rapport gazole/essence est le double en France (4 pour 1, 8,8 Mt vs. 32,9 Mt en 2009) de ce qu'il est dans l'ensemble de l'Union européenne (2 pour 1). La diésélisation du Parc automobile français est renforcée par le dispositif du bonus-malus automobile. Les motorisations diesel représentaient 79,5 % des immatriculations nouvelles en 2009.

Alors que la production d'essence en France reste supérieure à la demande (11,5 Mt contre 8,2 Mt en 2010) et que les exportations sont de plus en plus difficiles, cette situation pourrait conduire à des réductions de capacité jusqu'à la disparition de cette surproduction ; l'équilibre sur le marché du gazole étant atteint par des importations.

2.1.4. Un ressenti plus critique des industriels

Les opérateurs présentent des estimations variables (deux sont citées ici) mais cohérentes des surcoûts liés aux différentes réglementations adoptées ou en cours d'adoption pour un total de 4,5 à 6 €/t sur 5 ans :

- directive ETS (quotas de CO ₂)	1 – 1,5 €/t	0,7 €/t
- directive IED (émissions polluantes)	1 - 2 €/t	1 - 2 €/t
- directive Seveso et PPRT	1 €/t	0,7 €/t

⁴² Dans ce « contexte portuaire », les raffineurs évoquent le coût de la grève du 27 septembre au 29 octobre 2010 au port de Marseille puis l'arrêt ou les grèves des raffineries du 12 au 30 octobre 2010 avec blocage des dépôts qui serait de l'ordre de 230 M€ [8]. A contrario, les grèves dans les ports du Nord de l'Europe semblent être rares et veiller à ne pas porter préjudice à l'activité économique.

- plan de modernisation (vieillessement des installations)	1,5 €/t	1,6-2 €/t
- stockages GPL, divers, taxes supplémentaires	0,3 €/t	0,6 €/t
- total :	4,8 à 5,8 €/t	4,6 à 6 €/t

Ces montants sont comparables à ceux annoncés par les autres opérateurs pour des postes équivalents ou identiques ailleurs en Europe ; cependant l'un des intervenants français évalue entre 25 et 50 % la part française de ces surcoûts (seuls 3 € étant strictement dus aux textes européens). Si les deux premiers postes de dépense mentionnés ci-dessus ne sont aucunement dus à des particularités réglementaires françaises, il n'en va effectivement pas de même pour les autres et on ne peut écarter a priori cette estimation.

Le coût pour respecter les contraintes du futur BREF raffineries est évalué à 800 M€ sur 5 ans par la DGPR (la profession indique 1 à 2 G€).

En ce qui concerne l'efficacité énergétique et les émissions de CO₂, quelques raffineries sont très performantes et sans doute à la limite, voire dans le premier décile des installations européennes, mais une petite minorité serait peu compétitive [1]. Les raffineries françaises consomment 41 % de gaz naturel comme combustible, ce qui est plutôt faible. Selon l'UFIP, les raffineries françaises, en moyenne, seraient un peu moins performantes que leurs concurrentes européennes (5 à 6 %). Les graphiques n° 9 et 10 corroborent cette analyse (p. 28).

2.2. LES RÉGLEMENTATIONS ENVIRONNEMENTALES HORS RISQUES ACCIDENTELS N'APPARAISSENT PAS RESPONSABLES DES CARACTÉRISTIQUES FRANÇAISES :

Si l'on considère les seuils et les volumes d'émissions polluantes, les réglementations en faveur de l'environnement ne sont pas significativement plus contraignantes en France que dans les pays européens de même niveau de développement économique.

Aucun groupe industriel et aucun de leur représentant, même à titre personnel, n'a dit ou laissé entendre que le niveau de ces réglementations environnementales était responsable des décisions de fermeture. L'association Europaia considère que l'essentiel des contraintes réglementaires est constitué par la réglementation européenne ; le reste émanant des différents États est secondaire.

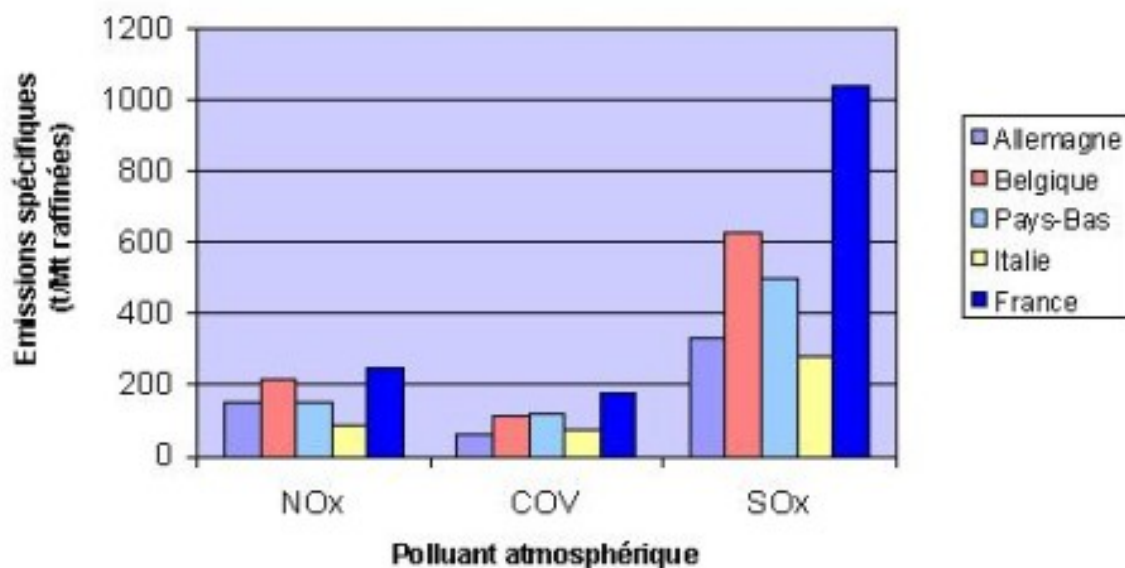
Par ailleurs les moindres performances relatives des sites français, notamment en matières d'émissions atmosphériques, décrites ci-dessous résultent a priori d'investissements inférieurs à ceux qu'ils ont pu être ailleurs. A la lumière de cette analyse, les sites français seraient donc même plutôt avantagés, notamment en comparaison avec ceux du « complexe portuaire » Anvers-Rotterdam-Amsterdam.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, où les approches en faveur de la qualité de l'air sont présentées comme les plus sévères, la Raffinerie Shell de Pernis-Rotterdam a effectué de nombreux investissements qui ont coûté plusieurs dizaines de millions d'euros (voire quelques centaines sur une ou deux décennies).

2.2.1. Sur la qualité de l'air, les données, nombreuses et convaincantes, montrent que les règles appliquées en France sont moins sévères :

Les chiffres collectés à partir de données communautaires et communiqués par la DGPR sont tout à fait cohérents et convaincants (graphique n° 15). La France présente les émissions relatives les plus élevées.

Emissions spécifiques moyennes en polluants atmosphériques (chiffres 2007)



Graphique n° 15 (source DGPR)

L'annexe n° 4 compare pour 2009 les émissions rapportées aux quantités traitées. Il est confirmé que les émissions des raffineries françaises sont :

- pour les oxydes d'azote, comparables aux émissions des raffineries britanniques mais trois fois supérieures aux émissions néerlandaises, presque deux fois supérieures aux émissions allemandes et belges, et 50% supérieures aux émissions italiennes ;

- pour les oxydes de soufre, trois fois supérieures aux émissions néerlandaises, 2,5 fois supérieures aux émissions allemandes, 2 fois supérieures aux émissions italiennes et 25% plus élevées que les émissions belges.

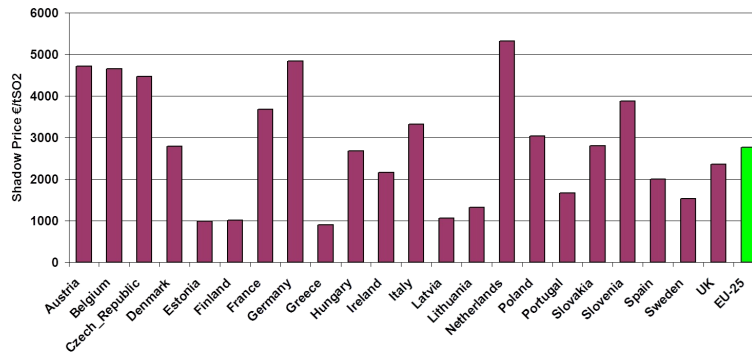
Les deux pays les plus exigeants en matière d'émissions environnementales (Allemagne et Pays-Bas) sont aussi ceux qui ont connu le meilleur taux de fonctionnement en 2009 (production rapportée à la capacité de production), indiquant une situation concurrentielle favorable⁴³.

L'annexe n° 5 livre des enseignements comparables mais qu'il convient de manier avec précaution eu égard à leur caractère non-exhaustif.

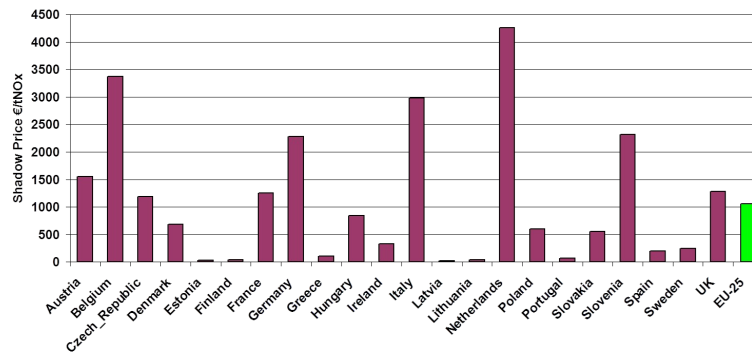
Le Concawe a conduit plusieurs études économiques sur les coûts marginaux implicites pour abattre une tonne de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote ou de poussières (graphes page suivante n° 16, 17 et 18). Sans rentrer dans la méthodologie développée (les coûts dépendent des engagements des pays et des techniques requises pour les atteindre fonction du bouquet énergétique utilisé), il semble important de retenir que les principaux pays européens (Au, B, D, F, I, NL) sont significativement plus exigeants que la moyenne européenne, que la France n'est pas en pointe et que les coûts associés ne sont pas en défaveur de la France.

⁴³ De nombreux investissements ont été réalisés ces dernières années, en France et ailleurs, pour réduire les émissions de polluants atmosphériques. Ils peuvent expliquer les très fortes différences entre les années 2007 et 2009 pour des données toutes fournies par la DGPR. Ces comparaisons montrent aussi toute la prudence avec laquelle il faut utiliser les données chiffrées, selon l'année de référence, les positions relatives des pays sont assez variables.

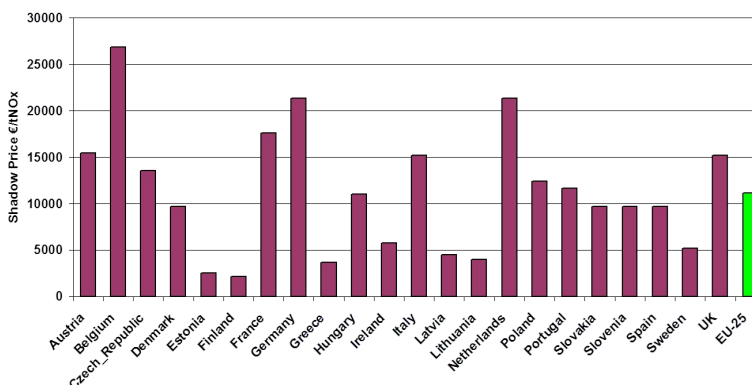
Shadow Prices by Individual Member States for SO2 Abatement
Consistent with as published TSAP



Shadow Prices by Individual Member States for NOx Abatement
Consistent with as published TSAP



Shadow Prices by Individual Member States for PM_{2.5} Abatement
Consistent with as published TSAP



graphiques n° 16, 17 et 18 (source Concawe)

Les TSAP ou Thematic Strategy on Air Pollution sont les objectifs cibles, faisant l'objet d'une validation politique dans chacun des pays, et qui sont pris pour calculer les taux de dépollution nécessaires.

Pour autant, il serait faux de prétendre que rien n'a été fait. Exxon annonce 60 % de réduction de ses émissions de dioxyde de soufre depuis 2006, 43 % pour celles d'oxydes d'azote depuis 2005 et 14 % de réduction pour le CO₂ à Fos en 7 ans. Total peut faire état de données comparables.

2.2.2. La France semble être parmi les États les plus exigeants pour les émissions aqueuses :

Rien de très précis n'a été communiqué et chacun défend que tout dépend des milieux récepteurs. Toutefois le Concawe cite une statistique, avec prudence et qu'il convient de prendre seulement à titre qualitatif : le coût de traitement des eaux serait 60 % plus élevé en France que la moyenne européenne (1,6 €/t contre 1 €/t), non pas en raison des seuils d'émissions mais des procédures de contrôle et du nombre de substances recherchées. Il semble que les raffineurs, au moins en France, intègrent les coûts de mise en œuvre de la directive cadre sur l'eau (recherche des substances dangereuses). Pour des raisons de confidentialité, il n'a pas été possible d'aller plus loin. Ce point est aussi évoqué dans [27].

En ce qui concerne la demande chimique en oxygène des effluents aqueux, la France apparaît ni plus, ni moins sévère que les meilleurs États européens. Quelques données ont été rassemblées :

Raffinerie et Etat	limite maximale des rejets pour la DCO (mg/l)
Total Feyzin (Fr)	125
Total Grandpuits (Fr)	120
Total Donges (Fr)	125
Total Normandie (Fr)	125
Total Provence (Fr)	90
Total Dunkerque (Fr)	100
Total Anvers (B)	200
Total Lindsey (UK)	200
Total Rome (I)	160
Total Zélande (NL, Vlessingen)	N.S. ⁴⁴
Total Leuna (D)	80
Exxon Anvers (B)	100 (250 avant 2011)
Shell Pernis-Rotterdam (NL)	150 (?)
BayernOil sur les sites de Vohburg et Neustadt (Bavière, D)	80

Tableau n° 2

L'association Europaia avance toutefois que pour respecter les contraintes de la nouvelle directive IED, de nouvelles stations d'épuration seront très souvent nécessaires.

⁴⁴ Non significatif, rejets en station d'épuration urbaine.

2.2.3. Pour les déchets, les données comparatives manquent :

Les données sont absentes et aucun opérateur n'a évoqué ce point comme une source de difficultés ou de distorsion de concurrence. Toutefois et à titre d'éclairage, il a été indiqué que les coûts étaient significativement plus faibles en Allemagne qu'en Italie et, ce, en raison de l'existence d'opérateurs organisés et d'un marché concurrentiel en Allemagne alors que la réglementation et son application n'y sont aucunement laxistes.

2.2.4. Pour les sites et les sols pollués, la situation française ne semble pas spécifique :

Les pratiques françaises n'ont pas été présentées comme particulièrement clémentes mais n'ont pas été dénoncées pour autant par les raffineurs. Le graphique qualitatif n° 11, p. 34 corrobore ce point.

2.3. LES LOURDEURS ET LES RIGIDITÉS, SOUVENT DÉNONCÉES EN FRANCE, NE SONT PAS UNIQUES EN EUROPE :

2.3.1. Le volume de la réglementation :

Celui-ci est très souvent accusé comme cela a été dit antérieurement. Certains parlent de « *sur-transposition* » des directives avec notamment l'abaissement de certains seuils (stockage d'essence Seveso, grandes installations de combustions⁴⁵), d'autres d'« *un feu roulant de textes* ». « *L'application rigide de la loi avec des « idées nouvelles » qui ne sont pas toujours en parfait accord avec celle-ci* » a été évoquée. Le problème serait tant national que local.

Toutefois, certains propos sont apparus comme exagérés ; les projets de textes sont parfois pris comme adoptés. Une raffinerie était censée subir plus de 10 arrêtés préfectoraux par an ; après vérification et sur 4 ans, la moyenne était de 6 tandis que pour les autres raffineries de la région elle était de de 5 à 5,5. Ceci dit, la proportion d'arrêtés de mise en demeure traduit un fonctionnement imparfait du dispositif réglementaire qui ne peut sans doute pas être mis au seul débit des industriels.

Mais ce sont aussi d'éventuelles contradictions entre les textes et surtout entre leurs objectifs qui paraissent les plus problématiques, peut-être parce qu'elles sont difficilement tranchées politiquement et qu'elles peuvent émaner de niveaux différents (textes internationaux, européens, nationaux) mais aussi parce que leurs conséquences économiques, voire parfois écologiques, seraient insuffisamment étudiées.

L'exemple le plus souvent mis en avant est l'opposition entre les politiques en faveur de la qualité de l'air et celles contre le changement climatique (éliminer le soufre engendre un surcroît d'émission de dioxyde de carbone). Les raffineurs promeuvent l'approche « du puits au consommateur » non sans arguments (mais sans que l'on puisse dire facilement ce que les conclusions soutiendraient).

Quoi qu'il en soit, ce problème n'est pas français et aucun élément ne permet de dire qu'il est plus ou moins important dans ce pays que dans d'autres. Il a été évoqué sans ambiguïté en Italie et aux Pays-Bas avec des formulations parfois très fortes (« *Le Gouvernement n'est ni stable, ni fiable* »).

⁴⁵ Dans ce cas particulier, il ne s'agit pas d'une « sur-transposition » de directives mais simplement du fait que la France, comme beaucoup d'États européens et depuis très longtemps, réglemente au plan national les installations de combustion dont la puissance ne les fait pas relever de la directive européenne.

2.3.2. L'instabilité réglementaire :

L'essentiel des textes étant d'origine européenne, une grande part de l'instabilité réglementaire est due à l'Union européenne. Elle est toutefois renforcée en France par certains éléments comme les révisions des plans de protection de l'atmosphère ou des plans santé-environnement, les développements nouveaux en lien avec le Grenelle de l'environnement (air intérieur) ou les efforts récurrents pour les oxydes d'azote dont les raffineurs s'estiment peu responsables.

Particularités françaises, les PPRT contribuent à l'instabilité réglementaire par l'importance de leurs délais d'élaboration ; huit ans après le vote de la loi les ayant créés et trois ans après l'échéance initialement prévue pour leur adoption, les PPRT relatifs aux raffineries sont toujours en discussion et ces retards sont générateurs d'incertitude, en particulier sur les capacités de développement économique et industriel des sites.

5. Les administrations doivent porter une attention particulière à la stabilité et à la prévisibilité de leurs demandes.

2.3.3. Les délais d'instruction pour les dossiers d'autorisation :

Comme cela a été exposé au point 1.3.5. (p. 39), la France pour le cas particulier des raffineries n'a pas à rougir des comparaisons européennes. Ceci est en accord avec les valeurs rapportées par ailleurs [27]. La moyenne nationale des délais d'instruction des dossiers autorisés en 2008 est de presque 14 mois. A titre de comparaison, on observe les délais suivants : Pays-Bas : 2 ans pour le traitement des dossiers Seveso, Pologne : 2 mois à 12 mois, Belgique : 5 mois pour certains types d'activités, Royaume-Uni : 1 an pour les installations de type IPPC, Allemagne : 7 mois, Suède et Norvège : 18 à 24 mois.

La situation française où la procédure des installations classées est intégrée et couvre l'essentiel des questions de protection de l'environnement est plutôt favorable par rapport à celle d'autres États.

2.3.4. La rigidité de certains contrôles et procédures :

Il semble que les risques liés aux *Legionellae* soient davantage pris en considération en France, notamment suite à l'épidémie de légionellose survenue dans la région de Lens en 2003-2004 et imputée à l'usine pétrochimique Noroxo. Dans d'autres États européens on n'envisage pas d'arrêter une installation en cas de contamination et on considère qu'un traitement antibactérien de choc suffit. La fréquence des analyses y semble plus faible et les réactions déclenchées à des seuils supérieurs à ceux prévus en France (cf. 1.3.4, p, 29).

Les opérations relatives à la recherche de substances toxiques dans l'eau ont été citées comme plus contraignantes en France qu'ailleurs sans que ce point puisse être éclairci. Il est probable cependant que le dispositif réglementaire encadrant cette opération constitue bien une particularité française [27].

Par ailleurs, l'administration française a prévu⁴⁶ de soumettre à enquête publique toute définition de valeurs limites d'émission moins strictes que celles permises par les meilleures techniques disponibles définies au plan européen en application de la directive IED. D'après certains industriels, de telles « dérogations », encadrées par la directive européenne, ne feraient en général pas l'objet d'une consultation du public dans les autres États membres. Pourtant, la directive IED prévoit explicitement que ces dérogations doivent faire l'objet d'une

⁴⁶ Ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 portant transposition du chapitre II de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution)

procédure de participation du public⁴⁷. En tout état de cause, une harmonisation européenne des modalités de consultation du public serait utile.

6. L'administration doit toujours s'interroger sur le caractère nécessaire et proportionné des procédures mises en œuvre au regard de l'objectif recherché. Des efforts devraient être menés en vue d'une meilleure harmonisation entre les États, notamment en matière de participation du public au processus de décision, qui fait déjà l'objet d'une législation européenne.

2.3.5. L'absence d'approche coût/bénéfice :

Cette question est mise en avant comme dans les autres pays mais reçoit un écho parfois plus fort avec les politiques présentées comme spécifiques à la France (PPRT, biocarburants).

2.4. TOUTEFOIS QUELQUES SPÉCIFICITÉS FRANÇAISES ONT ÉTÉ IDENTIFIÉES SANS QU'ELLES CONSTITUENT TOUTES UNE CHARGE POUR LES INDUSTRIELS :

2.4.1. L'approche intégrée et la responsabilité unique de l'État pour les contrôles et les autorisations :

Cette organisation administrative, souvent défendue, est un point positif. Elle est complétée par l'organisation déconcentrée de l'État où tous les services sont sous l'autorité du Préfet. Le fait que la seule autorité responsable dans la pratique soit l'État est un autre point favorable.

Cela s'oppose aux administrations des États fédéraux ou décentralisés, compétentes à plusieurs niveaux (État fédéral, États ou régions, districts ou départements, municipalités), sur des domaines différents et cloisonnés (risques, urbanisme, pollution de l'air, des eaux, des sols, paysages, etc.) et mal ou non coordonnées. A des degrés divers tous les pays visités, Allemagne, Belgique, Italie et Pays Bas présentent de telles situations. Lorsque des rivalités inter-administrations ou de personnes se développent, la gestion d'un dossier ou l'obtention d'une autorisation peut devenir complexe et longue, voire aléatoire.

Pour la France, les raffineurs ont cependant regretté que les exigences puissent significativement varier d'un département à l'autre sans raison précise ou liée au milieu environnant. Cette doléance, classique, n'a pas été vraiment argumentée. De même des rivalités inter-administrations peuvent subsister sous l'autorité d'un préfet.

2.4.2. Le concept de bulle de pollution défendu en France (comme en Italie) :

Alors que la prise en compte des différentes émissions polluantes d'une raffinerie est manifestement favorable à l'optimisation des investissements antipollution, ce concept ne n'a pas été retenu aussi facilement qu'on pourrait le penser en Europe.

⁴⁷ Cf. c) du point 1 de l'article 24 de la directive.

2.4.3. La prévention et la gestion des risques :

2.4.3.1. L'identification et la prévention des risques liés aux raffineries :

Ce point est naturellement associé aux PPRT. Un raffineur a fait état, avec un schéma très qualitatif, d'une approche beaucoup plus sévère en France qu'au Royaume-Uni ou même en Suisse et aux Pays-Bas sauf pour les risques très faibles. Il dénonce aussi pour la France « *des surenchères locales liées au manque d'encadrement réglementaire pour l'établissement des prescriptions* » ; « *les points dangereux pris en compte dans un département ne sont pas les mêmes dans un autre* ». De même l'impossibilité supposée de négliger des scénarii de probabilité infime est non-comprise. Les autres opérateurs tiennent des discours très fermes et très proches⁴⁸.

En France « *la prévention faite par les industriels ne peut pas être valorisée face à une acceptabilité du risque très restrictive et au refus d'éliminer les scénarii de très faible probabilité* ». Les probabilités inférieures à 10^{-6} seraient en général ignorées dans les pays européens.

Par ailleurs, si la limitation de l'urbanisation au voisinage des installations dangereuses est assez générale en Europe, il semble que cette limitation ne porte souvent que sur les habitations et que le développement des activités industrielles soit plus rarement impacté⁴⁹.

7. Pour la prévention des risques industriels, une plus grande harmonisation des règles permettant d'agréger ensemble des scénarii ou d'en négliger certains semblerait souhaitable.

2.4.3.2. L'approche réglementaire de la prévention des risques liés au vieillissement des installations :

La France a présenté un plan de maîtrise du vieillissement le 13 janvier 2010. Celui-ci a engendré l'arrêté ministériel du 4 octobre 2010 [4]. Ce plan, qui a fait l'objet d'une longue concertation entre le Ministère et les industriels, faisait suite à des accidents dus à un vieillissement non maîtrisé de certaines installations.

Au plan des principes, les industriels ne se sont pas opposés à ce plan, mais ils en soulignent le coût qu'ils chiffrent différemment de 1 à 1,6 ou 2 €/t, et qui pourrait dériver dans son application aux équipements logistiques (stockages amonts et aval) et connexes (génie civil, racks, instrumentations critiques, etc.). Ils font état de diverses craintes : l'éventualité d'un manque d'experts et d'une insuffisance des formations (par exemple, seules deux sociétés seraient capables de réaliser le « floor scan » des réservoirs), les risques engendrés par les résultats favorables d'une inspection qui aurait été mal conduite, ...

Surtout, les raffineurs apprécient peu le caractère réglementaire donné à ce plan, caractère qui serait sans équivalent en Europe⁵⁰. L'un d'entre eux dénonce des dérives locales avec un arrêté préfectoral allant au-delà des textes nationaux.

⁴⁸ En fait de telles exclusions sont possibles mais doivent être argumentées. Au-delà d'un discours qui pourrait être trop généralisateur, il est significatif que les industriels rencontrés ignorent ou ne reconnaissent pas cette possibilité.

⁴⁹ On peut d'ailleurs observer à cet égard que, curieusement, la rédaction des dispositions de la directive Seveso II en matière de maîtrise de l'urbanisation (article 12) peut être interprétée comme ne visant à protéger que « les zones d'habitation, les zones fréquentées par le public et les zones présentant un intérêt naturel particulier ou ayant un caractère particulièrement sensible » à l'exclusion notamment des zones industrielles.

⁵⁰ En tout cas, la mission n'a pas eu connaissance d'un plan aussi systématique dans un autre État européen.

La mission n'a pu disposer d'éléments financiers de comparaison des actions demandées aux raffineurs des divers États européens en matière de prévention du vieillissement de leurs installations. On peut cependant penser que le caractère systématique du plan français pourrait conduire à des dépenses plus importantes, ou au moins plus concentrées dans le temps, que celles demandées dans d'autres pays. Cela pourrait aussi être le contrecoup d'une insuffisance des actions menées dans le passé.

En conclusion, l'importance des enjeux justifie qu'une action d'envergure ait été engagée dans ce domaine et qu'un encadrement réglementaire lui soit donné. De même, il n'est pas choquant, sur le principe, qu'une marge d'adaptation locale existe. Mais il est clair que l'effort demandé, est important. Il conviendra donc, d'une part, de veiller attentivement à la mise en œuvre du plan en n'hésitant pas à procéder aux adaptations (nationales ou locales) qui s'avèreraient nécessaires à l'usage et, d'autre part, de tenir compte de son coût.

8. Un suivi des coûts et des apports des contrôles effectués dans le cadre du plan de maîtrise du vieillissement devrait être organisé.

2.4.3.3. La réglementation des grands arrêts :

Ce point n'est pas mis en avant par tous les opérateurs mais certains soulignent que les dispositifs hors de France donnent plus de flexibilité, ce que semblent confirmer les propos recueillis à l'étranger (cf. 1.4.3.7, p. 38).

Un raffineur français considère que la fréquence (un peu) plus élevée des grands arrêts en France engendre un surcoût de 0,6 €/t.

Comme cela a été mentionné plus haut, cette différence résulte des dispositions du guide technique professionnel DT 84 « agréé » par l'administration, paru en juin 2006 et révisé en février 2010.

9. Une révision du guide technique professionnel DT 84 « agréé » par l'administration permettrait d'introduire la souplesse calendaire demandée par les industriels pour l'organisation des grands arrêts.

2.4.3.4. La réglementation des stockages de gaz liquéfiés :

La France dispose d'une réglementation jugée comme plus sévère que d'autres. Mais compte-tenu des risques avérés (accidents dramatiques de Feyzin, Mexico, voire Los Alfaques) et du surcoût annoncé par un raffineur de 0,15 €/t raffinée, ce n'est sans doute pas le point central de ce rapport.

2.4.3.5. L'exception des plans de prévention des risques technologiques :

Cette démarche semble sans équivalent en Europe⁵¹, tant dans son principe de corriger des erreurs passées d'urbanisme, en les indemnisant de surcroît, que dans ses modalités. Cette particularité résulte peut-être en partie d'une moins bonne maîtrise de l'urbanisation autour des installations dangereuses dans le passé en France nécessitant aujourd'hui une action plus contraignante ; mais cette hypothèse ne peut être généralisée, des situations

⁵¹ La DGPR signale cependant que la Belgique a désormais un système revenant peu ou prou à une possibilité d'expropriation lorsque le risque individuel est supérieur à 10⁻⁷ et que les Pays-Bas ont lancé une politique ambitieuse il y a quelques années qui a visé à traiter l'urbanisme existant mais en expropriant...les sites eux-mêmes. Un quart des sites de GPL des Pays-Bas ont ainsi été fermés depuis 2005. Quant au Royaume-Uni, à la suite de l'accident de Buncefield, il réfléchit à quelque chose de similaire

comparables existent dans d'autres pays comme l'Italie, voire ponctuellement les Pays-Bas.

Dans le climat faisant suite à l'accident d'AZF à Toulouse, le dispositif des PPRT a rencontré un assez large consensus. Mais sa mise en application, beaucoup plus longue qu'initialement prévu, a fait resurgir de nombreuses oppositions.

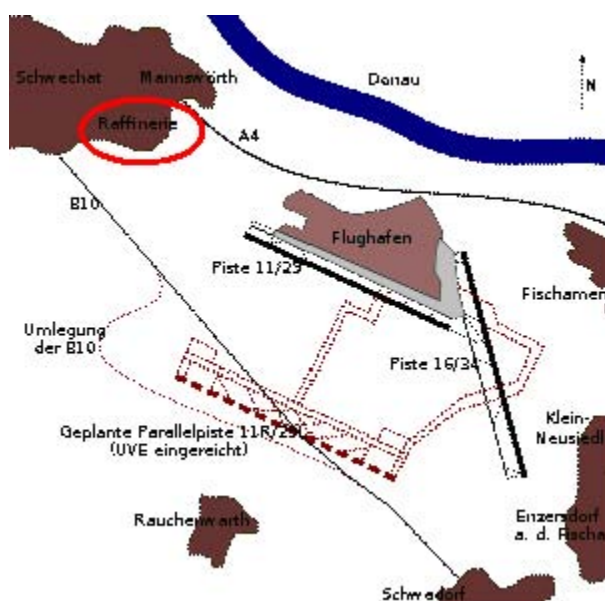
L'approche probabiliste française, dont le principe avait été soutenu par les industriels, suscite aujourd'hui de leur part de très fortes critiques ; elle serait à la fois sévère dans la prise en compte d'événements ignorés ailleurs et contestable dans ses calculs (évaluation des probabilités individuelles et somme de probabilités « *non mathématique* »⁵² qui ferait rapidement disparaître « *les références à des probabilités réelles* »). La non-prise en considération des « barrières de sécurité humaines » est unanimement et vivement dénoncée.

Quelques expressions recueillies par la mission illustrent ces critiques : « *La méthodologie très conservatrice et spécifiquement française pour la quantification et la probabilité des scenarii* », « *la non-prise en compte de technologies éprouvées* », « *une réglementation complexe difficile à appréhender, en particulier sur les sites multi-industries ou multi-Seveso* »

Outre les incertitudes créées par les délais de procédures, le risque de bloquer tout développement futur d'un site est fortement affirmé ; « *si le problème est de corriger le passé, il est aussi de ne pas entraver le futur, les PPRT sont disproportionnés dans certains cas* ».

Sur certains exemples, il apparaît effectivement que la démarche française de maîtrise de l'urbanisation est plus complète que dans d'autres États ; ainsi, la présence de voies de communication même importantes à proximité immédiate des raffineries ne semble pas soulever de problème particulier ailleurs en Europe :

- à Rotterdam, l'autoroute qui longe la raffinerie Shell devrait voir son trafic renforcé ;
- à Tarente, la raffinerie est entourée par une autoroute et par une route nationale importante et elle est longée par une voie de chemin de fer ;
- à Schwechat en Autriche à 18 km de Vienne, la raffinerie OMV est longée par une autoroute, qui plus est elle est à proximité de l'aéroport et dans l'axe des pistes, ... (carte n° 2)



carte n° 2 : Plan de Schwechat

⁵² Ceci dit et bien que cela soit perfide, un raffineur a présenté un graphe en échelle logarithmique où des probabilités étaient supérieures à 1... Des erreurs peuvent toujours exister de quel que côté que l'on soit.

Pour synthétiser les PPRT cumulent trois critiques majeures selon les raffineurs :

- Ils gèlent ou perturbent le développement économique autour des sites, avec de grandes incertitudes aujourd'hui puisqu'ils ne sont pas finalisés. Les conséquences pourraient être particulièrement importantes sur les plates-formes industrialo-portuaires comportant une installation Seveso avec un impact sur l'avenir même de ces plates-formes.

- Ils fragilisent les sites eux-mêmes ; les incertitudes engendrées par les révisions toujours possibles des modèles d'évaluation des risques, les contraintes imposées par les PPRT sur le développement de nouveaux équipements et installations sont présentées par certains raffineurs comme susceptibles de compromettre l'avenir des établissements et donc de concourir à leur fermeture, surtout si des choix sont à effectuer entre plusieurs d'entre-eux.

- Enfin le coût de leur mise en œuvre ne saurait être négligé. Les raffineurs estiment le coût des PPRT de 1 à 1,5 €/t, le ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement à 0,2-0,3 €/t⁵³.

Certes ces montants sont variables selon les sites et concernent aussi les dépôts⁵⁴. Les deux sites de raffinage les plus concernés, Total à Feyzin et Exxon à Fos-sur-Mer, cumulent de 40 à 170 M€, les deux suivants, Lyondell à Berre l'Etang et Pétroplus à Petit-Couronne, sont déjà fermés au moins à titre provisoire.

Ils sont loin d'être stabilisés. Les industriels les ont souvent déclarés comme sous évalués car, à côté des actifs immobiliers et fonciers, il faudrait prendre en compte les coûts de cessation ou de transfert d'activités. A contrario et à la lumière de la note de doctrine sur le traitement des activités économiques dans les PPRT de mai 2011, la DGPR les a réévalués très fortement à la baisse entre le début et la fin de la mission comme l'indique le tableau n° 3.

Cette révision de doctrine conduit à très fortement diminuer le coût des PPRT. Selon la DGPR, le coût à la charge des exploitants par tonne de brut raffiné (période de référence 2012-2021) devient 0,057 €/t contre 0,1 à 0,2 antérieurement alors que les industriels annoncent entre 0,5 et 1 €/t. La DGPR annonce même un coût de 0,03 €/t sur la période de référence de 2003 (adoption de la loi) à 2021 en prenant la production réelle de 73,7 Mt en 2009⁵⁵.

L'importance des variations est compréhensible compte tenu du caractère novateur des PPRT et de leur encore faible mise en place mais celle-ci n'aide pas à réfuter les accusations d'incertitudes et d'instabilité. La mission ne peut que constater le caractère encore très incertain des évaluations des coûts des PPRT, huit ans après leur lancement, et regretter que l'administration et les industriels ne parviennent pas à rapprocher leurs estimations.

Cette situation est d'autant plus regrettable que la DGPR soutient, vraisemblablement à raison, que le coût des PPRT n'est pas un réel problème. Elle n'est pas sérieusement contredite par les raffineurs qui, s'ils en soulignent le coût, dénoncent fortement les incertitudes, les règles changeantes et la complexité réglementaire qui, craignent-ils, pourraient entraver le développement futur de leur site ou de leur voisinage.

⁵³ Le Ministère fait notamment observer qu'il n'y a pas lieu de comptabiliser les mesures de réduction du risque à la source, à l'exception des « mesures supplémentaires ».

⁵⁴ Exxon cite un montant de 9 M€ pour son dépôt de Toulouse, d'autres exemples en France sont comparables.

⁵⁵ Cette période de référence n'a pas beaucoup de sens, notamment parce qu'elle intègre 8 années passées ; en outre, il est probable que la production moyenne sur cette période sera assez nettement inférieure à la valeur retenue (la capacité de la France avec les raffineries non-fermées et non à l'arrêt s'élève désormais à seulement 67.1Mt/an).

	Coûts totaux mesures foncières à cofinancer (en M€) janvier 2012	Estimation antérieure septembre 2011
Raffineries en fonctionnement		
Total Raffinerie Normandie	0	15
Exxon ND de Gravenchon	4	18
Total Donges	2	2,5
Total La Mède	30	19
Ineos Lavera	2	1,75
Esso Fos	10	58
Total Feyzin	30	110
Total Grandpuits	2,5	3
SRD	5	ignorée
Raffineries à l'arrêt		
Petroplus Reichstett	1	1
Total Dunkerque	2	2
Raffineries en arrêt temporaire		
Petroplus Petit-Couronne	35	35
Lyondell Basel Berre	3	20
Total	126,5	285,2

Tableau n° 3

En conclusion, les conditions d'acceptation d'activités économiques au voisinage d'installations dangereuses sont, comme on l'a vu, une question importante qui paraît faire l'objet d'approches assez différentes en Europe. En France même, la doctrine a récemment évolué. Or, il s'agit d'une question majeure qui doit être traitée à un niveau suffisant, dans la transparence et en associant l'ensemble des parties prenantes. On ne peut pas dire que ce débat ait été pleinement mené en France⁵⁶.

Sur cette question des PPRT, on ne peut que noter l'importance des enjeux. Le volume et la concentration dans le temps (à venir) des moyens financiers à mobiliser font sans doute de ces plans une charge spécifique significative pour les industries françaises concernées. Une concertation locale approfondie avec l'ensemble des parties prenantes doit contribuer à l'adoption des bons arbitrages lorsque ce sera nécessaire.

Toutefois, de manière qualitative, on peut penser que le coût d'un PPRT ne provoquera pas la fermeture d'un site mais que, dans un contexte de tendance à la fermeture de sites, la perspective de devoir payer une partie d'un PPRT et surtout les incertitudes pourront conduire à l'anticipation d'une mesure d'ores et déjà retenue mais non nécessairement annoncée⁵⁷.

⁵⁶ Alors qu'il l'a été pleinement et régulièrement pour ce qui concerne les habitations.

⁵⁷ Cette remarque peut être relativisée par l'observation d'un responsable d'un grand groupe selon laquelle davantage que le coût d'un PPRT, c'est la perspective de pouvoir être responsable d'un accident majeur impactant une zone urbanisée qui conduirait un exploitant à fermer un site trop enserré dans le tissu urbain.

10. La mise en place des PPRT doit faire l'objet d'un pilotage national attentif, en rappelant que leur objectif est de permettre la poursuite d'activités industrielles dans des conditions de sécurité suffisante.

11. L'impact des PPRT doit être mesuré non seulement en terme de coûts mais aussi et surtout en terme d'incertitude et d'instabilité, point difficilement reconnu jusqu'à présent.

12. Les modalités de prise en compte des activités économiques dans la gestion de l'espace autour des usines dangereuses devrait faire l'objet d'une concertation au plan national et d'une validation politique.

2.4.3.6. La nouvelle prise en compte des séismes :

La réglementation anti-sismique a été spécifiquement mise en avant. Les raffineurs français dénoncent des principes : application aux installations existantes et seuils retenus supérieurs aux dispositions étrangères ; ainsi les seuils varieraient de 1 à 3 en traversant le Rhin.

Tout cela reste en fait assez imprécis, les premières échéances sont encore loin (2015-2016) et surtout le problème est que les industriels peinent à rassembler les données nécessaires et à estimer les coûts.

Les Italiens ne comprennent pas bien la question⁵⁸ ; les Allemands, les Néerlandais et les Belges ne paraissent pas vraiment préoccupés. L'application aux installations existantes semble être une vraie différence entre la France et le reste de l'Europe.

2.4.3.7. Des niveaux de risques non diminués en France par rapport à l'Europe :

Il est difficile de juger l'efficacité des actions de prévention des risques critiquées par les raffineurs en France. Même dans quelques années, une telle approche restera très difficile, notamment parce que la situation à un moment donné résulte de multiples facteurs et que la politique menée n'en est qu'un parmi d'autres (notamment la situation de départ).

Une comparaison des niveaux de risques reste néanmoins intéressante d'autant que, si les PPRT où le plan anti-vieillessement sont très récents et souvent non encore aboutis, la priorité donnée à la prévention du risque accidentel marque la politique française de l'environnement industriel depuis au moins trente ans, voire nettement plus.

Fort heureusement les accidents graves sont rares et encore plus ceux ayant des conséquences hors des sites. Il n'y a donc pas de statistiques significatives. Les propos seront donc assez généraux et ne visent qu'à montrer que des questions pourraient se poser.

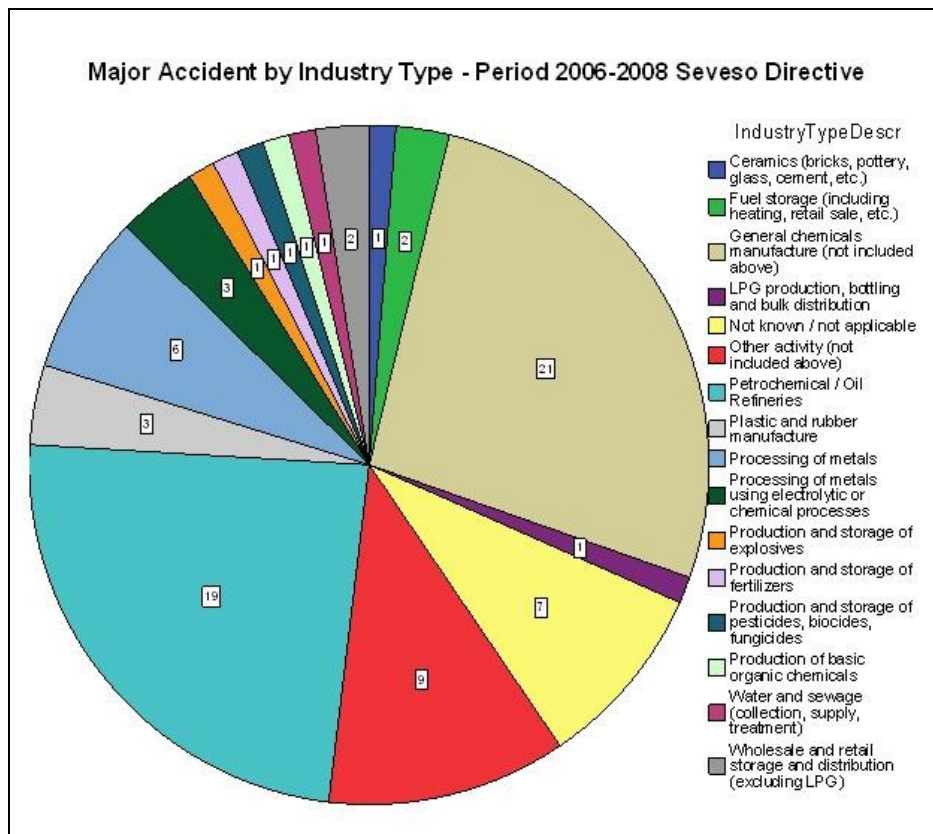
Les exigences en matière de sécurité imposées réglementairement en France sont plutôt supérieures à celles des autres pays européens. Ce point n'est contesté par personne, même par le ministère chargé de l'environnement, et sur le fond ne devrait pas susciter de difficulté. Les raffineurs s'affirment très attachés aux questions de sécurité et affichent globalement d'excellents résultats, supérieurs à ceux de l'industrie en général et même à ceux de la chimie.

Mais ils défendent souvent l'idée que l'approche réglementaire présente des limites et peut conduire à privilégier la sécurité juridique au détriment de la sécurité physique ou technologique. Un responsable étranger, à titre indépendant, considère que les inspections, les documents à produire dans le cadre de la directive Seveso perturbent les équipes en

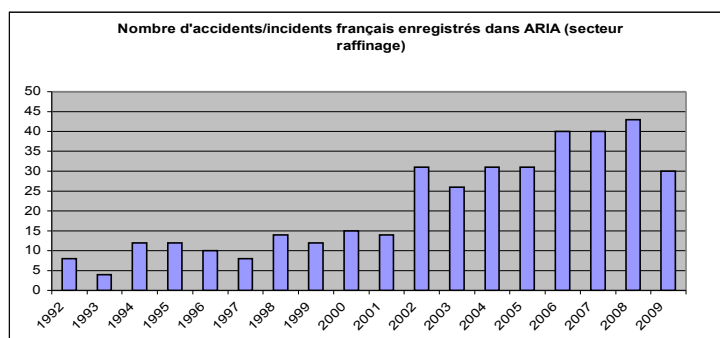
⁵⁸ Ils s'estiment concernés depuis des décennies.

charge de la sécurité. Cela prouve, au minimum, une mauvaise compréhension de l'objectif de ces documents (et surtout de la réflexion qui les sous-tend) qui doivent en premier lieu conduire l'exploitant à s'interroger sur son installation et son organisation. Il serait trop facile d'imputer aux seuls industriels la responsabilité de ce contre-sens.

En revanche, sur la base des éléments fournis par la DGPR, l'industrie du raffinage français connaît plutôt un peu plus d'accidents que la moyenne européenne avec une augmentation tendancielle mais peut-être non-significative (graphique n° 20). Les raffineries représentent dans l'Union européenne 24 % des accidents déclarés, contre 42 % en France, et les raffineries françaises concourent pour 26 % des accidents en Europe alors qu'elles ne représentent que 10 % des sites [2].



graphique n° 19 (source DGPR)



graphique n° 20 (source DGPR)

Le Concawe indique qu'en matière d'accidents technologique et du travail, les grands groupes sont plutôt meilleurs que les raffineurs indépendants, les Pays du Nord que ceux du Sud.

Quoi qu'il en soit, il est impossible de dire que les politiques françaises garantissent une sécurité accrue, mais l'affirmation contraire, parfois suggérée, est a priori statistiquement non-significative.

Une réflexion et une évaluation sur l'efficacité et l'efficience de la politique française en matière de prévention des risques industriels pourrait être engagée.

2.5. LA LÉGISLATION SUR LES BIOCARBURANTS :

Ce point a déjà été abordé au sens où il constitue une difficulté pour les raffineurs européens en raison de la surconsommation du gazole (cf. 1.3.3.4., p. 29). Il concerne l'application de deux directives sur les énergies renouvelables et sur la qualité des carburants.

Mais les conditions d'applications sont très variables selon les pays d'Europe. La France a retenu des objectifs très ambitieux et d'application très rapide. Aucun autre pays n'est aussi exigeant, même l'Allemagne.

La plupart des pays ont retenu une mise en œuvre graduelle en privilégiant ce qui était le plus facile à court terme, c'est à dire l'incorporation dans le carburant pour les moteurs diesel. Cela réduit les besoins en distillats pétrolier moyens – ce qui soulage les raffineurs, les mélanges sont stables et donc peuvent être stockés et transportés sans difficulté (à la différence de l'association éthanol-essence qui ne se conserve pas durablement et tend à se séparer). C'est le cas de l'Italie.

La France a retenu des taux d'incorporation mesurés en énergie (comme en Allemagne, Italie, Luxembourg, Pays-Bas) et non en volume (comme au Royaume-Uni ou en Belgique). Du fait d'un contenu énergétique plus faible, les volumes à incorporer sont plus importants si l'on raisonne en énergie.

La France est de surcroît le seul pays qui interdit la flexibilité pour atteindre les objectifs globaux, c'est à dire et par exemple incorporer plus de diester que requis dans le gazole et moins d'éthanol dans l'essence.

Enfin, les raffineurs indiquent que l'incorporation de 7 % d'éthanol dans l'essence (en énergie) dépasse les limites au-delà desquelles la stabilité du mélange (miscibilité) n'est plus garantie dans le temps ; cela poserait des contraintes telles que certains indiquent préférer devoir payer des taxes (TGAP) plutôt que de le faire. 110 M € ont été payés en 2010, un montant comparable devrait l'être en 2011⁵⁹. La seule solution pour atteindre l'objectif serait de développer le carburant de type E85 mais celui-ci n'a pas trouvé de marché.

Pour clore les doléances, les raffineurs dénoncent les engagements pris par la France au titre de la directive sur la qualité des carburants. Pour 2020, celle-ci prévoit une réduction minimale de 6 % des gaz à effet de serre engendrés par les carburants par rapport à la situation actuelle. La France a retenu, comme l'y autorise la directive, un taux de 10 %. Selon un raffineur, cela conduira à une incorporation minimale de 20 % de biocarburants, voire 25-30 % si l'on doit tenir compte des changements d'usages associés des terres agricoles (point sur lequel la France fait l'objet d'un avis motivé de la Commission européenne).

Les autorités françaises soutiennent, avec une certaine logique, qu'il n'y a pas de problème important pour les raffineurs puisqu'au final, si des taxes sont payées, elles sont répercutées dans le prix des carburants et payées par les consommateurs et non l'industrie pétrolière.

Mais les raffineurs mettent en avant les contraintes techniques, notamment l'obligation de

⁵⁹ Pour les années antérieures, les montants totaux acquittés par les opérateurs (qui mettent les carburants à la consommation au sens douanier) s'élèvent à : 2 M€ en 2006, 25 M€ en 2007, 62 M€ en 2008, 104 M€ en 2009

prévoir des équipements de stockages séparés et de mélange adaptés, dont le coût financier n'est pas négligeable et les excédents d'essence accrus correspondants. Ils suggèrent qu'ils pourraient s'orienter graduellement vers une satisfaction de la seule demande la plus contraignante (c'est à dire l'essence) par les raffineries françaises et importer le reste des produits finis de leurs sites étrangers. L'évolution des capacités de raffinage françaises sur les trois dernières années ne permet pas de les contredire.

L'ampleur des critiques formulées en France et en Europe sur ce point, mérite sans doute plus qu'un simple déni et exige que l'on y porte une véritable attention. Le rapport d'évaluation de la politique d'aide aux biocarburants publié par la Cour des comptes en janvier 2012 confirme cette nécessité.

13. En matière de biocarburants, il serait utile, après quelques années d'une politique particulièrement ambitieuse, de mener une évaluation ouverte et contradictoire des résultats obtenus dans l'ensemble des domaines concernés afin de déterminer si des évolutions sont nécessaires.

14. En matière de biocarburants, il apparaît d'ores et déjà que l'introduction d'une plus grande flexibilité pour atteindre les objectifs devrait être examinée en vue réduire les contraintes spécifiquement françaises sans remettre en cause les objectifs généraux recherchés.

2.6. UN DIALOGUE DÉVELOPPÉ MAIS MANIFESTEMENT IMPARFAIT :

A l'issue des auditions, déplacements et études, il ressort un sentiment parfois diffus, parfois plus clairement exprimé d'incompréhension ou de manque de dialogue entre les autorités et les industriels. Ce point n'est pas unique à la France, il se rencontre ailleurs, notamment en Italie et aux Pays-Bas mais aussi au niveau communautaire.

Ce sentiment présente aussi un aspect paradoxal : le dialogue entre l'administration et les industriels, aux niveaux national et local, a toujours été développé en matière d'environnement industriel⁶⁰. Il s'est encore accru probablement durant ces dernières années et il a suscité des déclarations positives de la plupart des interlocuteurs industriels français de la mission, tout particulièrement au niveau régional. Mais, passées les déclarations liminaires, les interrogations ou arguments énoncés ont souvent laissé transparaître que, pire que des désaccords, il existait de réelles incompréhensions.

C'est une banalité que de rappeler qu'il ne peut y avoir d'industrie durable dans un pays à l'environnement ravagé et qu'il ne peut pas plus y avoir de société durable avec un environnement préservé sans richesse économique et sans une industrie puissante et compétitive.

Ce sujet dépasse évidemment très largement le contenu de cette mission, mais il trouve une particulière acuité à propos du raffinage dans un contexte de dégradation assez rapide et continue. La politique de protection de l'environnement ne dispose certainement pas des leviers les plus efficaces pour contrer cette évolution mais elle peut participer à des actions menées dans ce but.

L'une des conclusions de la mission est que, davantage que telle ou telle mesure, c'est l'esprit dans lequel les politiques sont menées qui peut s'avérer négatif ou positif pour l'avenir du raffinage en France.

Or, les évolutions de l'administration, d'une part, et de l'industrie, d'autre part, qui résultent de diverses causes qu'il n'est pas question de discuter ici, peuvent provoquer un effet collatéral de dégradation de la connaissance que ces deux secteurs ont l'un de l'autre.

Pour y remédier, il est souhaitable de toujours veiller à expliciter les objectifs des politiques

⁶⁰ Au point qu'il a parfois suscité des critiques de la part des associations de protection de l'environnement.

qui sont menées, de manière à ce que les agents chargés de l'appliquer et les assujettis tenus de la mettre en œuvre en comprennent l'intérêt au moins aussi bien qu'ils en connaissent les modalités pratiques. Il faut aussi encourager les pratiques qui permettent une bonne connaissance mutuelle à tous les niveaux (réunions de concertation, « immersions » temporaires...) tout en évitant bien sûr les excès, qui pourraient conduire à des conflits d'intérêts.

Ces échanges ne doivent pas être limités à un dialogue entre l'administration et les industriels mais devrait être étendu à toutes les parties prenantes, selon les principes « grenelliens ».

Il faut aussi que toutes les parties reconnaissent que la conclusion d'un accord – sans concession contre l'environnement – est une nécessité mutuelle. L'indispensable négociation qui y conduit ne doit pas être l'occasion d'affrontements, éventuellement personnalisés et instrumentalisant parfois la réglementation ou le pouvoir économique, alors que les enjeux concernent l'économie et le développement du pays ou de la région.

L'Allemagne semble s'approcher de ce souhaitable équilibre, ses résultats économiques et environnementaux méritent l'analyse.

15. Dans l'encadrement des activités industrielles, il faut améliorer le dialogue entre les parties prenantes en soulignant que l'objectif du développement économique respectueux de l'environnement et des valeurs sociales doit primer .

CONCLUSION :

L'industrie du raffinage connaît des difficultés sérieuses liées à une surcapacité mondiale, difficultés qui se résorberont vraisemblablement rapidement en Asie par la croissance du marché, mais pourraient persister en Amérique du Nord et plus encore en Europe.

Ce secteur s'approvisionne et place ses produits sur des marchés mondiaux très concurrentiels. Sa compétitivité ne peut exister que grâce à :

- une avance technologique dont l'Europe n'a plus le monopole ; au contraire les installations non-européennes sont souvent récentes,
- une meilleure organisation et une proximité des marchés de produits finis qui permettent d'exploiter les différences de coûts de transport entre les produits bruts et finis,
- une protection de fait due à la qualité supérieure des carburants utilisés en Europe.

Seuls les derniers critères sont favorables à l'industrie européenne mais les marges correspondantes sont limitées et variables selon les raffineries dans un contexte où, en outre, les coûts de main d'œuvre sont supérieurs en Europe à ce qu'ils sont dans la plupart des autres pays, l'Amérique du nord exceptée.

Il existe d'évidentes différences entre l'Europe et d'autres régions du monde, qui se traduisent par des résultats économiques moindres. Ces différences et leurs causes supposées pourraient faire l'objet d'une analyse européenne dans la perspective d'y remédier.

La situation française paraît plus préoccupante que celle d'autres pays européens car le rythme des fermetures des sites de raffinage semble plus rapide. En trois ans, 4 raffineries ont fermé et la capacité française s'est réduite de 31 Mt/an, soit 32 %, contribuant un peu plus à la dégradation du solde commercial national. Les propos recueillis par la mission peuvent être interprétés comme signifiant que ce mouvement n'est pas fini et que, d'ici cinq ans, certaines des 9 raffineries restant aujourd'hui auront fermé.

En France, le risque de caler la capacité de raffinage au niveau de la demande du produit le moins demandé (l'essence) et de pourvoir les compléments par des importations est vraisemblablement en cours de concrétisation.

Un manque de lucidité ou une réaction trop tardive pourrait avoir pour conséquence, irréversible, la contraction d'une industrie stratégique. Le développement d'une dépendance forte aux importations n'est pas à exclure, perspective dans laquelle s'inscrivent déjà certains groupes pétroliers sans trop l'afficher.

Les causes de cette situation ne sont pas uniques et aucune n'est vraisemblablement déterminante à elle seule. Cette position exposée par les professionnels dès le début de la mission semble tout à fait vraie après étude et analyse.

Les évolutions économiques en direction d'une décarbonation de l'économie vont inexorablement engendrer des mutations et des restructurations industrielles. Il vaudrait mieux les prévoir et les accompagner plutôt que de les subir. Une réflexion et une approche européennes sont à encourager.

Ce secteur industriel souffre, comme d'autres, d'un déficit d'investissements cumulé depuis de longues années, lequel ne favorise pas la compétitivité mais qui traduit vraisemblablement l'effet intégré dans le temps des autres facteurs de faible compétitivité.

Dans ce contexte, de petites différences peuvent peser lourd dans le choix des sites à fermer préférentiellement ; or ces différences, dont chaque pays européen peut revendiquer quelques unes, ne sont pas réparties uniformément. La France en affiche un peu plus que certains de ses concurrents et surtout un petit nombre à l'impact économique certes supportable pris individuellement mais coûteux. Pris dans leur totalité, ces surcoûts peuvent conduire à une restructuration de l'industrie du raffinage européen au détriment de la France et explique sans doute celle qui est vécue aujourd'hui.

Au-delà des questions liées au fonctionnement des ports en France, dont l'importance ne saurait être sous-estimée, deux politiques induisent des coûts supérieurs pour l'industrie française parce qu'elles sont fondées sur des philosophies uniques ou au moins non-générales en Europe :

- . la politique de prévention des risques,
- . le développement des biocarburants,

En premier lieu, les dépenses en faveur de la protection de l'environnement hors prévention des risques accidentels devraient être moins élevées en France que dans plusieurs pays concurrents (Allemagne, Pays-Bas notamment) puisque, de facto, les exigences sont équivalentes ou plus faibles, ce qui est confirmé par les émissions de polluants et les indications collectées relatives aux investissements correspondants.

C'est pourquoi le coût de la prévention des pollutions chroniques et des nuisances ne paraît pas nuire à la compétitivité des raffineries françaises face à leurs concurrentes européennes.

Mais à un moment où les marges seront durablement faibles, voire négatives, les PPRT et le plan vieillissement pourraient ajouter de l'ordre de 1 à 3 €/t de charges supplémentaires. Les biocarburants avec 100 M€ de taxes versées en 2010 correspondent à près de 1,5 €/t, certes payés in fine par le consommateur mais qui n'aident pas à éclaircir le panorama. Enfin bien que général en Europe, le coût futur des émissions de CO₂ d'environ 0,5 à 1,5 €/t, est une distorsion de plus face à la concurrence mondiale.

En second lieu et c'est peut être le point principal, l'incertitude en matière de coût et de délai d'aboutissement des PPRT constitue un élément négatif pour des industriels qui souhaitent pouvoir bâtir des plans à moyen terme⁶¹.

Enfin, l'administration française, notamment dans le domaine de l'environnement industriel, a une pratique très ancienne du dialogue avec les exploitants. Elle éprouve néanmoins des difficultés à prendre en compte certaines réalités économiques (coûts de l'incertitude) et peut-être même, ce qui est plus étonnant, certains problèmes techniques (incorporation de grandes quantités d'éthanol dans l'essence par exemple).

Comme toute organisation, elle est perpétuellement confrontée au risque d'oublier la finalité de son action – permettre un développement économique avec une qualité environnementale suffisante – pour se limiter à des objectifs quantitatifs de mise en œuvre de ses outils (signature d'arrêtés préfectoraux...).

Si la réglementation est, par nature, un acte unilatéral, il n'en est que plus nécessaire que ceux qui la conçoivent et veillent à son application aient en permanence le souci de sa faisabilité. Un bon arrêté est d'abord un texte qui pourra permettre une amélioration de l'environnement et non une somme de règles apparemment sévères mais difficilement applicables. Dans le cadre d'un dialogue aussi approfondi que nécessaire, l'administration doit parvenir à une compréhension des objectifs et des contraintes de ses interlocuteurs.

Réciproquement, le dialogue ne peut être pleinement fructueux que si les industriels évitent de présenter leur condition de manière exagérément pessimiste et que s'ils affichent de façon suffisamment transparente leurs motivations et leurs perspectives.

Les autres parties prenantes (élus locaux, associations, syndicats de salariés) ont aussi une capacité à favoriser plus ou moins un développement industriel durable.

⁶¹ Même si ce sujet n'est, et de loin, pas le principal point d'incertitude pour un industriel aujourd'hui.

Le cœur du problème rencontré par l'industrie du raffinage français réside sans doute sur ces comportements quasi philosophiques ou culturels. Ils sont déterminants dès lors que la nécessité d'investir en Europe est réduite et qu'il faut au contraire diminuer les capacités et donc réduire le nombre des sites de production.

La France n'est certainement pas le seul pays où la concertation et l'émergence d'éléments de consensus sur l'application du principe du développement durable au secteur industriel rencontrent des difficultés. Elle n'est pas non plus celui où ces difficultés sont les plus grandes. Mais, dans la période actuelle, ce sont les pays les plus en avance sur ces processus d'élaboration de consensus qui seront les mieux placés pour conserver un avenir industriel.



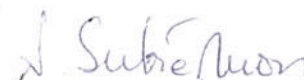
Henri LEGRAND

Ingénieur général
des Mines



Philippe GUIGNARD

Ingénieur en chef
des Ponts, des Eaux et des
Forêts



Alexandra SUBREMON

Membre permanent du Conseil
général de l'Environnement et
du Développement Durable

Annexes

1. Lettre de mission



374/2011

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

Paris, le **19 JUL. 2011**

La ministre

à

Monsieur Christian LEYRIT
Vice-président du conseil général de
l'environnement et du développement durable

Référence : MEDDTL/SM/D11015528

Objet : audit sur la législation environnementale applicable aux raffineries

Le Grenelle de l'Environnement a dessiné des perspectives ambitieuses pour un développement durable sur notre territoire. Une telle politique nécessite d'associer judicieusement développement économique et amélioration de nos performances en matière d'environnement et de sécurité.

A cet égard, à l'occasion d'une table ronde sur les difficultés que connaissent les raffineries françaises, il a été souhaité que le gouvernement puisse procéder à une analyse comparative de la situation environnementale, au sens large (par exemple en incluant la sécurité), des raffineries françaises et de leurs homologues des grands pays européens ainsi que de la législation environnementale applicable à ses installations et leur impact économique.

Je souhaiterais ainsi que vous puissiez mener une telle mission d'audit sur l'ensemble des obligations législatives et réglementaires portées par le ministère, les conditions de leur application et la situation des raffineries françaises au regard de leurs homologues européennes. Je souhaiterais en particulier que vous puissiez examiner les aspects suivants :

- les conditions d'application des directives IPPC et IED. La directive IPPC a conduit l'ensemble des Etats membres à réexaminer, et le cas échéant à modifier les permis d'exploiter des raffineries en se basant sur les meilleures techniques disponibles. Je souhaiterais que vous puissiez évaluer le positionnement comparé des raffineries françaises par rapport à leurs concurrentes mais aussi par rapport aux meilleures techniques disponibles, des mesures qui ont pu être imposées en application de la directive IPPC et de leur coût ainsi que des investissements supplémentaires qui pourraient être nécessaires pour l'application de la directive IED qui a remplacé la directive IPPC. Cet examen inclura aussi l'ensemble des questions de pollution de l'air (prise en compte des contextes locaux, actions de réduction des niveaux de pollution dans l'air ambiant en moyenne et en pic), les conséquences de l'application du règlement ETS qui s'applique en 2012. Je souhaite que vous puissiez examiner les modalités d'application de ce règlement, et notamment les conditions d'attribution des quotas de CO2 et évaluer le coût induit pour les raffineries françaises et leurs

concurrentes dans le contexte européen ;

- la déclinaison des objectifs de la directive Seveso en matière de prévention des risques accidentels et notamment le niveau de protection contre les aléas naturels tels que les séismes ou les dispositions mises en place pour le maintien dans le temps d'outils de production sûrs, malgré leur vieillissement; je souhaite en particulier que vous puissiez évaluer les conditions d'élaboration des règles applicables en la matière et leur coût ;
- la législation plus spécifique à la France relative à la mise en place des PPRT en application de la loi de 2003 ; je souhaite que vous puissiez évaluer les coûts actuels et futurs pour les raffineurs des dispositions imposées par ces PPRT, et examiner les dispositifs pouvant exister dans les pays européens en termes d'articulation entre la présence des installations à risques et l'urbanisation.

Sur un plan géographique européen, je souhaite que vous axiez votre comparaison en particulier avec les installations de raffinage de la zone de la mer du Nord - ARA (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) - réputées pour leur compétitivité au niveau européen, mais aussi avec des raffineries éloignées, comme certaines raffineries françaises, du bord de la mer et de taille moyenne, par exemple en Allemagne ou en Espagne.

Je souhaite également un diagnostic comparatif avec les deux raffineries dont la fermeture a été annoncée (raffinerie de Dunkerque et raffinerie de Reichstett) et leurs homologues en termes de contraintes et de coût de la réglementation environnementale afin d'apprécier cette dimension dans la compétitivité réciproque des sites français.

Les services de la direction générale de la prévention des risques seront votre correspondant pour cette mission.

J'apprécierais de disposer des résultats de votre mission d'ici à la fin de l'année et je vous remercie par avance de votre investissement sur ces points.



Nathalie KOSCIUSKO-MORIZET

2. Liste des personnes rencontrées

ADMINISTRATIONS CENTRALES :

MINISTERE DE L'ÉCOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

Direction générale de la prévention des risques, Service des risques technologiques :

- Monsieur Olivier ASTIER, bureau des risques technologiques, des industries chimiques et pétrolières,
- Monsieur Cédric BOURILLET, sous-directeur des risques accidentels,
- Monsieur Jérôme GOELLNER, chef du service.

MINISTERE DE L'ÉCOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT et MINISTERE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE

Direction générale de l'énergie et du Climat :

- Madame Isabelle DERVILLE, chef du bureau de la qualité de l'air,
- Monsieur Christophe EWALD, chargé de mission, bureau de la qualité de l'air,
- Madame Fantine LEFEBVRE, responsable du pôle émissions industrielles, quotas de CO₂,
- Monsieur Yves LEMAIRE, chef du bureau de l'industrie pétrolière.

SERVICES DE L'ETAT DECONCENTRES :

Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Haute-Normandie :

- Monsieur Christophe HUART, chef du bureau des risques technologiques,
- Monsieur Olivier LAGNEAUX, chef de l'unité territoriale du Havre,
- Madame Nathalie VISTE, adjointe au chef de l'unité territoriale du Havre, chef de l'équipe raffinage pétrochimie.

REPRESENTATION PERMANENTE DE LA FRANCE AUPRES DE L'UNION EUROPEENNE :

- Madame Camille BONENFANT-JEANNENEY, conseillère pour les secteurs automobile, substances chimiques, déchets, pollutions,
- Madame Lise DEGUEN, conseillère en politique de compétitivité industrielle.

COMMISSION EUROPEENNE :

Direction générale de l'environnement :

- Monsieur Christopher ALLEN, chef d'unité adjoint « Émissions industrielles, Qualité de l'Air et Bruit »,
- Monsieur Julian FOLEY, « Policy Officer - Seveso »,

- Monsieur Filip FRANCOIS, « Policy Officer - Émissions industrielles - Systèmes d'échanges et étalonnage ».

Direction générale de l'énergie :

- Monsieur (dr) Jörg KÖHLI, responsable sectoriel charbon et pétrole,
- Monsieur Malcolm MCDOWELL, analyste, observatoire des marchés de l'énergie,
- Monsieur Francis SOUPART,
- Monsieur Zsolt TASNÁDI, responsable charbon et pétrole,
- Madame Mechthild WOERSDOERFER, chef d'unité politique et suivi énergétique des marchés, électricité, gaz, charbon et pétrole.

ASSOCIATIONS PROFESSIONNELLES :

Union Française des Industries du Pétrole (UFIP) :

- Monsieur Jean-Louis SCHILANSKY, président,
- Monsieur Olivier GANTOIS, délégué général,
- Monsieur Jean-Yves TOUBOULIC, directeur technique raffinage - environnement – sécurité,

European Petroleum Industry association (EUROPIA) :

- Madame Isabelle MULLER, secrétaire générale,
- Monsieur Chris BEDDOES, secrétaire général délégué,
- Monsieur Hervé MUSLIN, secrétaire général délégué.

The oil companies' European association for environment, health and safety in refining and distribution (CONCAWE) :

- Madame Michael J. LANE , secrétaire général,
- Monsieur Alan REID, coordinateur technique technologies du raffinage,
- Monsieur Pete ROBERTS, coordinateur technique qualité de l'air.

ENTREPRISES :

BAYERNOIL :

- Monsieur Norbert BOTZ, directeur sécurité et environnement, raffinerie de Neustadt-Vohburg,
- Monsieur (dr) Jürgen DEINERT, directeur de la maintenance et des réhabilitations.

ENI :

- Monsieur Lucca BOROSO, directeur des opérations, raffinerie de Tarente,
- Monsieur Giuseppe CRICCHI, responsable environnement, département hygiène, sécurité, environnement et qualité,
- Monsieur (dr. géologue), Marcello MANCINI, service hygiène, sécurité et environnement,
- Monsieur Giuseppe MONTANTI, vice-président milieux et environnement,
- Monsieur Michele PEDATELLA, responsable du service prévention, protection et incendie, raffinerie de Tarente,
- Monsieur Giuseppe RICCI, senior vice-président, industrie et logistique primaire,
- Monsieur Giuseppe SARTORIO, service des raffineries étrangères,

- Monsieur SCAPA, département technique, raffinerie de Tarente.

EXXON-MOBIL :

- Monsieur Ian CARR, directeur de la raffinerie EXXON-MOBIL à Anvers (Belgique),
- Monsieur Stefaan CLAEYS, Responsable technique, raffinerie EXXON-MOBIL à Anvers (Belgique),
- Monsieur Jean-François DUSSOULIER, directeur de la communication et des relations extérieures,
- Monsieur A.C.C.M. JEEN, conseiller environnement pour le Benelux et responsable Hygiène et sécurité à raffinerie EXXON-MOBIL à Rotterdam (Pays-Bas),
- Monsieur Baudoin KELECOM, responsable carburants EXXON-MOBIL Belgique,
- Monsieur Gabriel MAURICE, coordinateur environnement,
- Monsieur Daniel MENARD, responsable site sûreté, hygiène, sécurité et environnement, raffinerie EXXON-MOBIL de Notre-Dame de Gravenchon (Seine-Maritime),
- Monsieur Marc RAIMBAULT, directeur industriel de l'usine EXXON-MOBIL Chemical de Notre-Dame de Gravenchon (Seine-Maritime),
- Monsieur Benoît de SAINT-SERNIN, directeur des relations institutionnelles,
- Monsieur Johan SCHARPE, directeur des affaires publiques et institutionnelles pour la Belgique et le Luxembourg,
- Monsieur Dwight TOZER, directeur de la raffinerie EXXON-MOBIL de Notre-Dame de Gravenchon (Seine-Maritime),
- Monsieur Jan VISSER, directeur hygiène et sécurité et prévention, raffinerie EXXON-MOBIL à Anvers (Belgique).

SHELL :

- Monsieur Jacques de BRUIJN, directeur de la sécurité industrielle, raffinerie de Rotterdam-Pernis,
- Monsieur Evert van VELZEN, responsable conception et maintenance, raffinerie de Rotterdam-Pernis,
- Madame Monique de WIT, responsable de l'équipe environnement, raffinerie de Rotterdam-Pernis.

TOTAL :

- Monsieur Daniel AUSSENAC, directeur hygiène et sécurité de la branche raffinage-marketing,
- Monsieur Philippe DOLIGEZ, directeur raffinage Sud et Ouest de l'Europe
- Monsieur Jean-Marc JAUBERT, directeur de la sécurité industrielle groupe,
- Monsieur Jean-François LECHAUDEL, chargé des risques techniques raffinage,
- Monsieur Vincent MAGNE, responsable Hygiène, sécurité et environnement à la raffinerie Total de Gonfreville l'Orcher
- Monsieur Gérard ROUSSEL directeur de la raffinerie Total de Gonfreville l'Orcher (Normandie Le Havre) et de l'usine Total Petrochemical associée,
- Monsieur Christian SANDEVOIR, chargé du suivi réglementaire risques-hygiène-sécurité.

3. Glossaire des acronymes

Acronyme	Signification
BREF :	document de référence décrivant les meilleures technologies disponibles (best available technologies) et leurs performances pour une industrie ou un type d'industrie
COV :	composés organiques volatils
DGEC :	direction générale de l'énergie et du climat, ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement
DGPR :	direction générale de la prévention des risques, ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement
DHC :	Hydrocraqueur de distillats
DREAL :	direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
MTD :	meilleures technologies disponibles
NO _x :	Oxydes d'azote (N ₂ O, NO, NO ₂ et ses polymères)
UFIP :	Union française des industries pétrolières
Europia :	European Petroleum Industry association
G :	milliard
M :	million
Mt :	million de tonnes
PM _{2.5} :	microparticule de taille inférieure à 2,5 micromètres
PPRT :	Plan de prévention des risques technologiques
SMR :	steam methane reformer
SRU :	sulphur recuperation unit
tep :	tonne d'équivalent pétrole
UFC/l :	Unités formant colonie par litre, mesure de concentration microbienne

4. Émissions comparées des raffineries européennes (source DGPR)

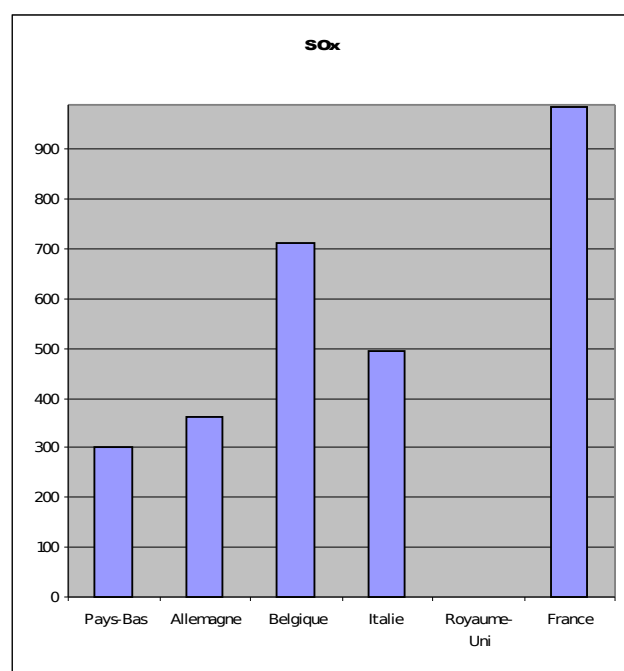
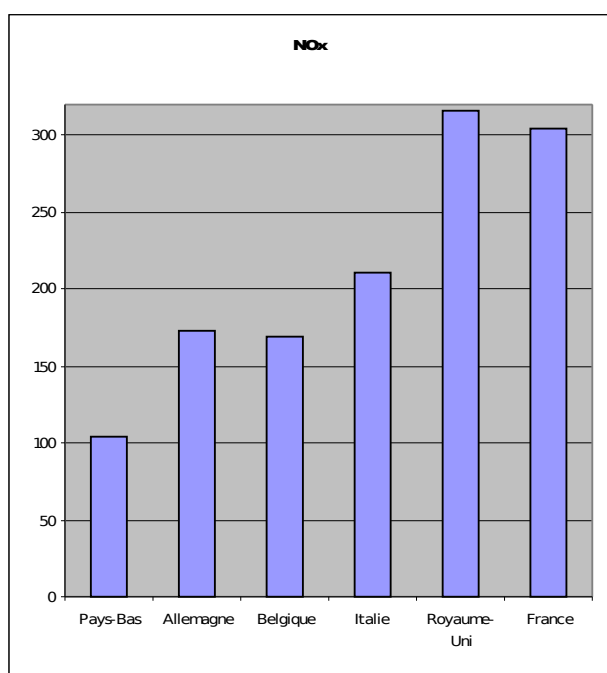
Les chiffres et courbes indiqués ci-dessous sont relatifs à l'année 2009. Les émissions de l'année 2010 n'ont en effet pas encore été rendues publiques par la Commission Européenne et les émissions de l'année 2011 ne sont pas encore connues (déclaration à réaliser pour le 15 mars de chaque année). Afin d'assurer la légitimité des données, des sources sûres et publiques ont été utilisées :

-pour les émissions de chacune des raffineries européennes, la source est la base de données E-PR-TR de la Commission européenne (<http://prtr.ec.europa.eu/>).

-pour les productions (capacités et surtout productions réelles de l'année 2009), la source est le comité professionnel du pétrole (www.cdpd.org) dont les fiches par pays nous ont été transmises par la DGEC.

Les chiffres et courbes indiqués ci-dessous sont relatifs à l'ensemble des raffineries des pays concernés et portent sur le SOx et les NOx (à l'exception du Royaume-Uni pour lequel les données de SOx de deux raffineries ne sont pas connues, empêchant par là même d'effectuer une moyenne sur le pays concerné). Les émissions des raffineries ont été divisées par les quantités réelles de pétrole raffiné en 2009.

Les graphiques de synthèse sont les suivants :



Il apparaît ainsi que les émissions des raffineries françaises sont :

-pour les NOx, comparables aux émissions des raffineries britanniques mais trois fois supérieures aux émissions néerlandaises, presque deux fois supérieures aux émissions allemandes et belges, et 50% supérieures aux émissions italiennes ;

-pour les SOx, trois fois supérieures aux émissions néerlandaises, 2,5 fois supérieures aux émissions allemandes, 2 fois supérieures aux émissions italiennes et 25% plus élevées que les émissions belges.

Il apparaît également, que les deux pays les plus exigeants en matière d'émissions environnementales (Allemagne et Pays-Bas) sont aussi ceux qui ont connu le meilleur taux de fonctionnement en 2009 (production rapportée à la capacité de production), indiquant une situation concurrentielle favorable.

Le tableau complet des émissions par raffineries et par pays est donné ci-dessous (note : la SARA aux Antilles, cas particulier à bien des égards et anecdotique en volume, n'est pas prise en compte) :

Pays	Nom établissement	Masse émise (kg/an)		Capacités et production réelle année 2009 (en Mt)		Emissions spécifiques (t polluant/Mt produite)	
		NOx	SOx	Capacité	Production	NOx	SOx
Belgium	ANTWERP PROCESSING COMPANY	109 000	180 000	41,0	31,3	169	712
	BELGIAN REFINING CORPORATION	335 000	1 560 000				
	ESSO RAFFINADERIJ ANTWERPEN	1 170 000	6 250 000				
	TOTAL RAFFINADERIJ ANTWERPEN	3 690 000	14 300 000				
France	Ineos Manufacturing France SAS	2 010 000	9 590 000	96,3	73,7	305	985
	Petroplus Raffinage Petit-Couronne SAS	1 510 000	5 120 000				
	Petroplus Raffinage Reichstett	793 000	1 690 000				
	RAFFINERIE DE BERRE	1 200 000	4 250 000				
	Raffinerie de Feyzin	1 730 000	1 900 000				
	Raffinerie de GRANDPUITS	1 250 000	3 080 000				
	Raffinerie de Normandie	3 860 000	11 800 000				
	Raffinerie de Port-Jérôme / Gravenchon	3 090 000	9 140 000				
	Raffinerie de Provence - site de la Mède	1 040 000	7 460 000				
	Raffinerie des Flandres	1 810 000	6 840 000				
	Raffinerie ESSO	853 000	3 550 000				
	SRD - Société de la Raffinerie de Dunkerque	472 000	2 620 000				
	TOTAL RAFFINAGE MARKETING	2 860 000	5 570 000				
Germany	BAYERNOIL Betriebsteil Vohburg	940 000	3 230 000	117,6	113,2	173	364
	BP Europa SE Erdöl-Raffinerie Emsland	1 320 000	1 490 000				
	Holborn Europa Raffinerie GmbH	193 000	200 000				
	OMV Werk Burghausen	928 000	1 460 000				
	PCK Raffinerie GmbH Schwedt	2 860 000	4 300 000				
	Petroplus Raffinerie Ingolstadt GmbH	780 000	3 670 000				
	ROMONTA Amsdorf	467 000	1 650 000				
	RUHR OEL GmbH Werk Horst Scholven	2 498 000	4 570 000				
	Shell Deutschland Oil GmbH Raffinerie Heide	1 630 000	3 840 000				
	Shell Deutschland Oil GmbH Rheinland Raffinerie Werk	3 640 000	7 460 000				
	Shell Deutschland Oil GmbH SDO Raffinerie Harburg	551 000	502 000				
	TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH (Raffinerie/POX)	548 000	1 890 000				
	Werk MIRO-Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co.KG	2 687 000	5 910 000				
	Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft mbH	510 000	1 060 000				

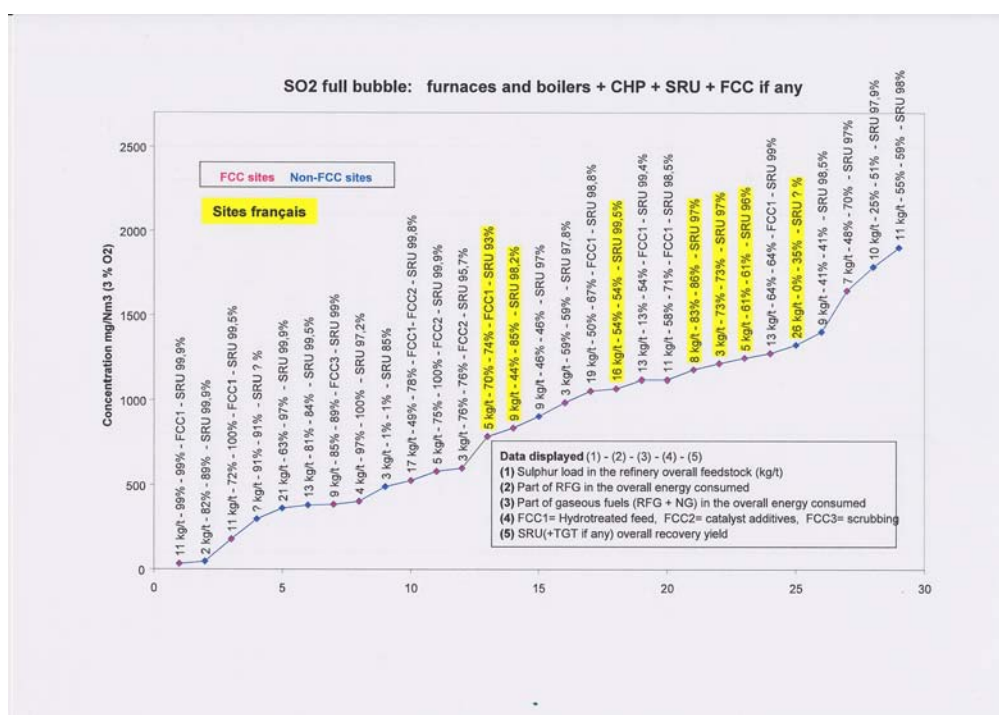
Pays	Nom établissement	Masse émise (kg/an)		Capacités et production réelle année 2009 (en Mt)		Emissions spécifiques (t polluant/Mt produite)	
Italy	ENI S.P.A. DIVISIONE REFINING & MARKETING RAFFINERIA DI TARANTO	495 000	1 620 000	123,3	91,1	211	497
	Eni SpA Divisione Refining & Marketing - Raffineria di Livorno	900 000	1 860 000				
	ESSO ITALIANA Raffineria di Augusta	2 860 000	7 320 000				
	IES ITALIANA ENERGIA E SERVIZI SPA	420 000	1 140 000				
	IPLOM S.p.A. - Raffineria di Busalla	372 000	388 000				
	Raffineria api e impianto IGCC di falconara marittima	848 000	969 000				
	Raffineria di Cremona	497 000	853 000				
	Raffineria di Milazzo S.C.p.A.	2 330 000	4 940 000				
	Raffineria di Roma	527 000	2 670 000				
	RAFFINERIA DI SANNAZZARO DE' BURGONDI	2 500 000	4 870 000				
	Raffineria di Venezia	1 440 000	2 610 000				
	Raffineria ISAB Impianti Nord	322 000	574 000				
	Raffineria ISAB Impianti SUD	1 410 000	5 520 000				
	Raffineria SARPOM di Trecate	1 300 000	5 490 000				
	Saras Raffinerie Sarde S.P.A.	3 000 000	4 410 000				
Netherlands	BP Rotterdam Refinery	1 310 000	4 390 000	60,3	59,1	104	303
	Esso Nederland BV (Raffinaderij Rotterdam)	1 020 000	2 880 000				
	Kuwait Petroleum Europoort BV (KPE)	495 000	2 570 000				
	Shell Nederland Raffinaderij BV	2 560 000	5 820 000				
	Total Raffinaderij Nederland NV	766 000	2 260 000				
United Kingdom	BP Forties	167 000	184 000	87,5	75,2	316	687
	Conocophillips Ltd, Humber Oil Refinery	2 550 000	5 000 000				
	E.ON UK PLC, Connah's Quay Power Station	1 400 000					
	EASTHAM REFINERY LTD, Eastham Refinery	206 000	180 000				
	ESSO PETROLEUM CO LTD, ESSO REFINERY	5 880 000	13 900 000				
	Fortum Ltd, Sullom Voe Terminal, Shetland	521 000					
	Ineos Manufacturing Scotland Ltd	3 980 000	5 660 000				
	Murco Petroleum Limited, Milford Haven Refinery	1 440 000	4 430 000				
	PETROPLUS REFINING AND MARKETING LTD, CORYTON REFINERY	1 510 000	4 062 000				
	Shell Oil Products Ltd, Stanlow Manufacturing Complex	4 780 000	11 800 000				
	Total Uk Ltd, Lindsey Oil Refinery	1 360 000	6 460 000				

5. Une présentation des performances environnementales des raffineries françaises

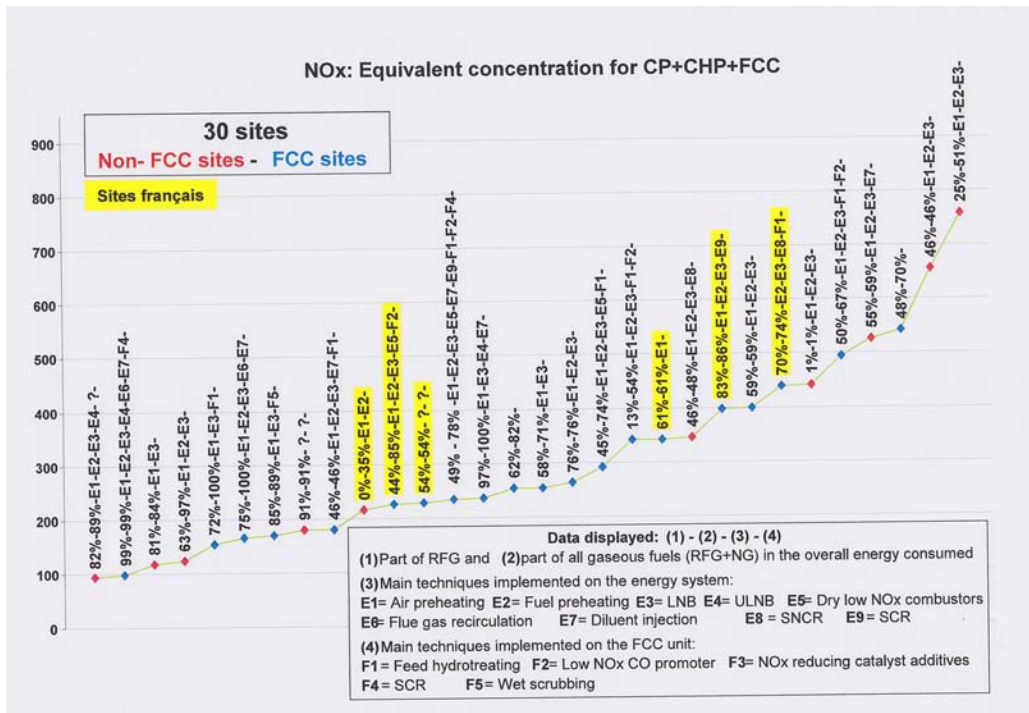
Cette annexe reprend pour l'essentiel des extraits d'une présentation communiquée par la DGPR [1], elle même simplifiée, et n'a donc qu'un caractère illustratif.

A partir des données recueillies (au niveau européen) pour la révision du BREF raffinage, le document source fournit des éléments précis mais non exhaustifs (certains sites n'ont pas répondu). Il permet de positionner certaines raffinerie françaises parmi un échantillon de leurs homologues.

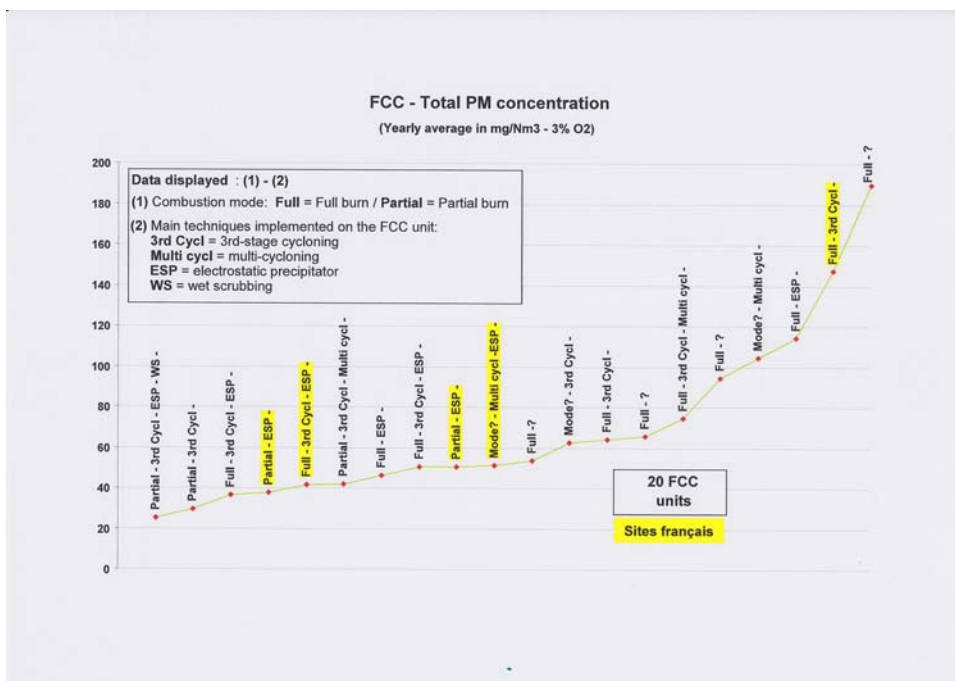
1. Les rendements des unités de récupération de soufre, les taux effectifs de soufre collecté ne sont pas excellents en France. Ce pays est d'ailleurs le seul pays européen qui a fait l'objet d'un avis motivé (infraction) de la Commission européenne pour non-respect des limites de concentration en SO₂, en particulier aux abords de certaines raffineries.



2. Il en est de même pour les oxydes d'azote. Lorsque des classements sont possibles, les raffineries françaises, en ce qui concerne les émissions atmosphériques de polluant, ne sont jamais dans le premier quartile et plutôt dans les second et troisième tiers.



3. La situation est identique pour les poussières.



De façon très qualitative et extrêmement simpliste, sans en tirer aucune conclusion, cela pourrait être rapproché des panaches de fumées émis par certaines raffineries françaises (poussières) ou des odeurs parfois un peu plus fortes à leur proximité (COV) que celles de leurs homologues étrangères.

6. Bibliographie

[1] Performances environnementales des raffineries françaises : un éclairage à partir des données collectées pour la révision du BREF raffinage, Michel Chaugny, Commission européenne, PPTS/Bureau européen IPPC – Présentation devant le groupe de travail raffinage, 18 juin 2010, communiqué par le Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement / direction générale de la prévention des risques/services des risques technologiques / sous-direction des risques accidentels ;

[2] Réglementation environnementale applicable aux raffineries – Présentation lors de la table ronde raffinage, 18 juin 2010, communiqué par le Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement/direction générale de la prévention des risques/services des risques technologiques/sous-direction des risques accidentels ;

[3] Improving major hazard control at petroleum oil refineries : Key points and conclusions, Seveso inspection series – volume 2 – a joint publication of the European Commission's joint research Centre and the United Kingdom Health and safety executive, 8-10 March 2006, Liverpool, UK – EUR 23265 ;

[4] Arrêté du 4 octobre 2010 relatif à la prévention des risques accidentels au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation, Journal officiel de la République Française, 16 novembre 2010, Nor : DEVP1025930A ;

[5] Plant Aging : management of equipments containing hazardous fluids or pressure – prepared by TWI Ltd, ABB Engineering Services, SCS (INTL) Ltd and Allianz Cornhill Engineering for the Health and safety Executive, 2006, Reaearch Report ;

[6] Revue de presse, extraits d'un dossier de « *le Marin* », sur le sujet du raffinage, le vendredi 7 octobre 2011 (pour tous les articles datés) ;

[7] Les défis du raffinage en Europe, 2010 – UFIP ;

[8] Bilan 2010 et perspectives 2011 de l'industrie pétrolière française – UFIP, conférence de presse du 4 février 2011 ;

[9] Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2009 : édition 2010 – Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat ;

[10] Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2010 : édition 2011 – Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et ministère de l'économie, des finances et de l'industrie ;

[11] EU political agenda and legislative issues, Isabelle Muller, Europa (European petroleum industry association), Brussels, 21st October 2011 ;

[12] White paper on E.U. refining : a contribution of the refining industry to the E.U. energy debate, Europa (European petroleum industry association), Brussels, May 2010 ;

[13] Europa White paper on fuelling EU transport : a contribution of the refining industry to the debate on the future of transport, Europa (European petroleum industry association), Brussels, April 2011 ;

[14] 2030-2050 Europa contribution to EU energy pathways to 2050, Europa (European petroleum industry association), Brussels, July 2011 ;

[15] Panorama 2011 – IFP énergies nouvelles ;

[16] Le raffinage aux Pays-Bas – éléments de contexte, note du Service économique de la Haye, Ambassade de France aux Pays-Bas, La Haye, 15 janvier 2012 ;

[17] Newsletter, Ambassade de France aux Etats-Unis, Service développement durable et transports, 6 janvier 2012 ;

[18] Les investissements en exploration-production et raffinage 2010 - IFP énergies nouvelles, octobre 2010 ;

[19] Réglementation environnementale des raffineries au Royaume-Uni – O. Mussetta et B. Genthon, Ambassade de France au Royaume-Uni, service économique régional de Londres, 10 janvier 2012 ;

[20] Les chiffres clé du pétrole (au 15 juillet 2011) – UFIP ;

[21] La crise du raffinage en Italie – F. Gallio et C. Saroli, Ambassade de France en Italie, service économique régional de Rome, 24 janvier 2012 ;

[22] La libéralisation de la distribution des carburants en Italie – F. Gallio, C. Saroli et C. Humbert-Bouvier, Ambassade de France en Italie, service économique régional de Rome, 23 janvier 2012 ;

[23] Panorama 2008 – IFP énergies nouvelles ;

[24] Panorama 2009 – IFP énergies nouvelles ;

[25] Panorama 2010 – IFP énergies nouvelles ;

[26] Liste des raffineries françaises (localisation, capacité de raffinages, schéma de raffinage) mise à jour le 10 mars 2011, direction générale de l'énergie et du climat.

[27] simplification de la réglementation et amélioration de la compétitivité industrielle, mission de Laure de la Raudière, député d'Eure et Loir, rapporteur Pierre Pallat, ingénieur général des mines, conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies.

Sites internet :

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092058619900139X>

<http://www.lurgi.com/website/fileadmin/pdfs/brochures/Sulfur.pdf>

[i1] http://www.econostrum.info/Un-tiers-des-raffineries-italiennes-menacees-de-fermeture_a2226.html

[i2] www.capital.fr/bourse/actualite

7. Récapitulation des recommandations

- 1. Il serait utile de promouvoir, au niveau européen :**
 - une analyse de la situation très préoccupante de l'industrie du raffinage,
 - une action concertée pour permettre une prise de conscience des enjeux liés à cette industrie et pour y apporter des solutions..... 19
- 2. La gravité de la situation française semble encore mal perçue par de nombreux acteurs. La dégradation du commerce extérieur et la perte de la couverture du marché intérieur sont des éléments particulièrement inquiétants apparus depuis trois ans. Il serait important de les faire connaître et comprendre par des actions et une communication adaptées..... 20**
- 3. Il convient d'en tirer tous les enseignements pour la politique industrielle et de l'emploi en France. Le risque d'éventuelles nouvelles fermetures de raffineries ne saurait être sous estimé ; des actions destinées à les prévenir ou à les accompagner doivent être envisagées (des restructurations ou des rapprochements entre certains sites par exemple)..... 20**
- 4. Dans la mesure où cela est encore possible au niveau européen, porter une attention particulière aux arbitrages relatifs à la future directive transposant les règles IMO, notamment quant à la définition des zones protégées..... 30**
- 5. Les administrations doivent porter une attention particulière à la stabilité et à la prévisibilité de leurs demandes..... 51**
- 6. L'administration doit toujours s'interroger sur le caractère nécessaire et proportionné des procédures mises en œuvre au regard de l'objectif recherché. Des efforts devraient être menés en vue d'une meilleure harmonisation entre les États, notamment en matière de participation du public au processus de décision, qui fait déjà l'objet d'une législation européenne..... 52**
- 7. Pour la prévention des risques industriels, une plus grande harmonisation des règles permettant d'agrèger ensemble des scénarii ou d'en négliger certains semblerait souhaitable..... 53**
- 8. Un suivi des coûts et des apports des contrôles effectués dans le cadre du plan de maîtrise du vieillissement devrait être organisé..... 54**
- 9. Une révision du guide technique professionnel DT 84 « agréé » par l'administration permettrait d'introduire la souplesse calendaire demandée par les industriels pour l'organisation des grands arrêts..... 54**
- 10. La mise en place des PPRT doit faire l'objet d'un pilotage national attentif, en rappelant que leur objectif est de permettre la poursuite d'activités industrielles dans des conditions de sécurité suffisante. 58**
- 11. L'impact des PPRT doit être mesuré non seulement en terme de coûts mais aussi et surtout en terme d'incertitude et d'instabilité, point difficilement reconnu jusqu'à présent..... 58**
- 12. Les modalités de prise en compte des activités économiques dans la gestion de**

l'espace autour des usines dangereuses devrait faire l'objet d'une concertation au plan national et d'une validation politique.....	58
13.En matières de biocarburants, il serait utile, après quelques années d'une politique particulièrement ambitieuse, de mener une évaluation ouverte et contradictoire des résultats obtenus dans l'ensemble des domaines concernés afin de déterminer si des évolutions sont nécessaires.....	61
14.En matières de biocarburants, il apparaît d'ores et déjà que l'introduction d'une plus grande flexibilité pour atteindre les objectifs devrait être examinée en vue réduire les contraintes spécifiquement françaises sans remettre en cause les objectifs généraux recherchés.....	61
15.Dans l'encadrement des activités industrielles, il faut améliorer le dialogue entre les parties prenantes en soulignant que l'objectif du développement économique respectueux de l'environnement et des valeurs sociales doit primer	62

Ressources, territoires, habitats et logement
Énergies et climat Développement durable
Prévention des risques Infrastructures, transports et mer

**Présent
pour
l'avenir**

Conseil général de l'Environnement
et du Développement durable

7^e section – secrétariat général

bureau Rapports et Documentation

Tour Pascal B - 92055 La Défense cedex

Tél. (33) 01 40 81 68 12/45