

Un point sur les ressources en hydrocarbures

2 - Le gaz naturel

Les réserves courantes de gaz permettent d'augmenter légèrement la production mondiale jusqu'en 2020. La mise en exploitation de toutes les ressources conventionnelles devraient permettre d'augmenter le niveau de production mondiale vers 4,5 Tm³ en 2030. L'exploitation généralisée des gaz non conventionnels devrait davantage freiner plus que différer les déclinés de production.

Les réserves de gaz naturel à fin 2008

Des ressources peu contestées

Contrairement au pétrole, les volumes annoncés sont nettement plus fiables et les différences entre les estimations peu marquées. Cette connaissance des volumes annoncés est peu contestée car elle provient de la différence fondamentale de comportement entre les gaz et les liquides. Dans le cas des gisements de gaz, la production est possible par décompression du gaz en place dans le gisement. Dès l'instant où les volumes produits ont généré une baisse de pression du gisement suffisante, les volumes extractibles restant sont connus avec précision. Il s'en suit que les réévaluations sont faibles et correspondent le plus souvent à des extensions initialement insoupçonnées : présence de gisements satellitaires ou de nouveaux niveaux réservoirs. IHS comptabilise 200 Tm³ dans le monde (Téra mètres cubes ou 10¹² m³) de ressources extractibles dont 182 Tm³ en réserves courantes, proches des 175 Tm³ d'*Oil and Gas Journal*, des 189 Tm³ de Cedigaz et des 185 de BP (*Statistical Review 2009*). Ces 175 Tm³ minima constituent des réserves importantes car ils correspondent à près de 60 ans de la consommation 2008. L'évaluation des réserves varie cependant avec les conditions techniques et économiques.

Des ressources irrégulièrement réparties

Comme pour le pétrole, 11 pays disposent de 75 % des ressources mondiales de gaz (figure 1), dont la Russie avec près du quart de celles-ci, suivie par l'Iran

et le Qatar avec 15 et 14 % chacun. Les 111 autres pays ne disposent que de 25 % des ressources extractibles mondiales.

Cette répartition très irrégulière des ressources se retrouve par grandes entités géographiques et économiques (figure 2) avec une prédominance du Moyen-Orient et des pays de l'OPEP, suivis par la CEI.

Ce déséquilibre dans la localisation des réserves se traduit par une augmentation des volumes échangés entre les grandes régions géographiques (figure 3).

L'Amérique du Nord, grâce à sa production de gaz non conventionnels, est arrivée à maintenir ses importations de gaz, ce qui n'est pas le cas de l'Asie-Pacifique et encore moins de l'Europe. Les autres régions exportent de plus en plus de gaz.

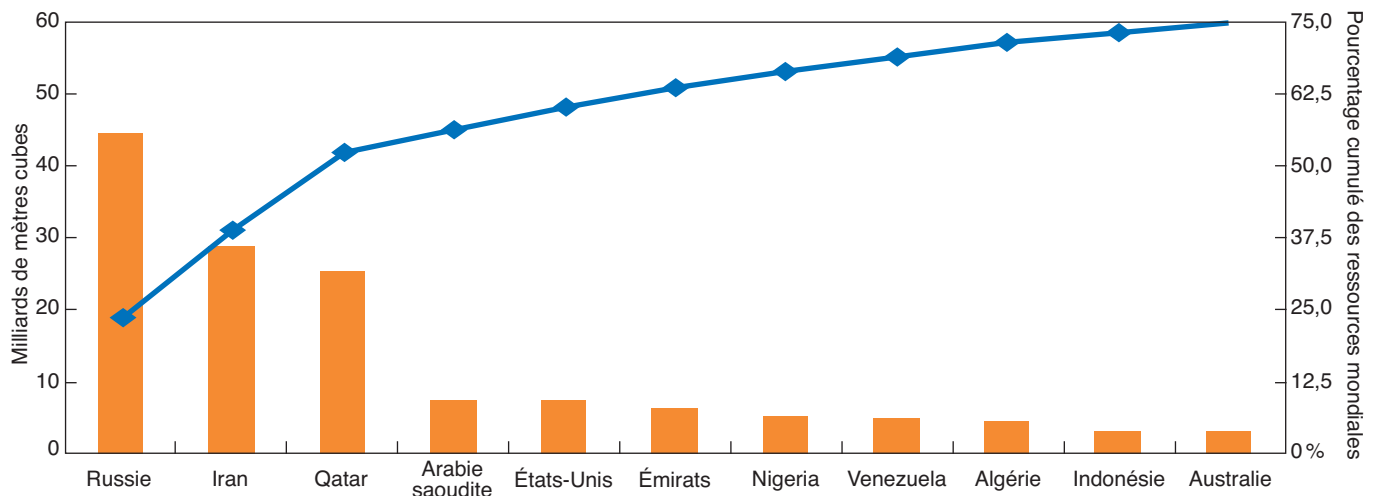
Avec une croissance attendue de la demande mondiale, qu'en est-il des réserves futures espérées et de l'évolution des flux interrégions ?

Des futures réserves toujours recherchées

Si les plus gros gisements ont été découverts il y a plus de 30 ans, les potentialités de découvertes de nouvelles accumulations, et donc de nouvelles réserves, restent importantes. Dans bon nombre de régions et pays du monde, les découvertes de gisements de gaz n'étaient en effet pas souhaitées. L'absence de marchés locaux ou régionaux, permettant de valoriser le gaz, a pendant

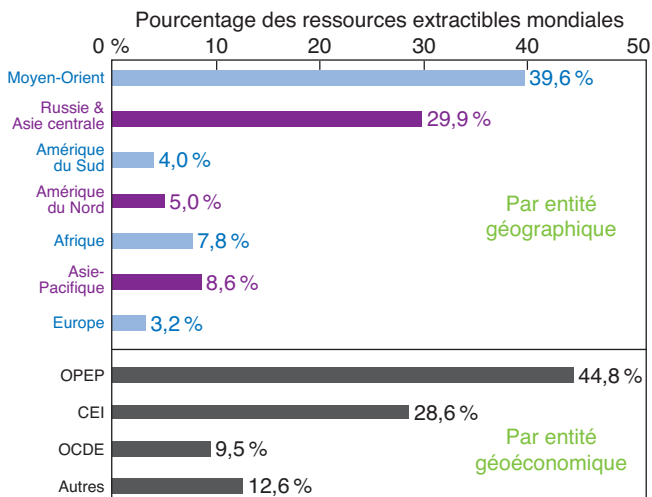
Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

Fig. 1 - Les 11 pays les plus riches en ressources extractibles de gaz



Source : Cedigaz, 2009

Fig. 2 - Répartition des ressources extractibles de gaz naturel par grandes entités géographiques et économiques

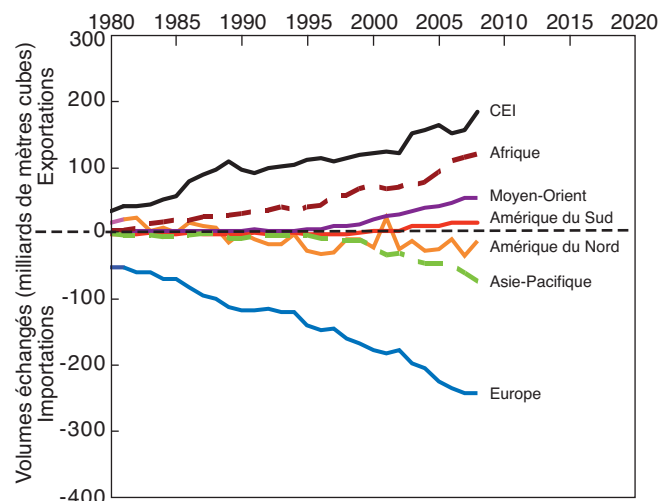


Source : Cedigaz

longtemps constitué un frein à l'exploration gazière : trouver du pétrole était le seul objectif, trouver de l'eau était contrariant et trouver du gaz souvent une contrainte majeure. Ainsi les explorateurs se sont éloignés des régions à gaz. Tel fut le cas du fantastique gisement de North Field au Qatar, contenant plus de 150 Tm³, gisement découvert en 1971 par Shell qui fut rendu au Qatar par manque de débouchés commerciaux.

Si le potentiel en termes de nouvelles découvertes reste fort, celui des réserves additionnelles par amélioration des taux de récupération demeure nettement plus limité que pour le pétrole. En effet, la production par expansion des fluides et baisse des pressions assure en moyenne pour le gaz naturel des taux de récupération avoisinant les 80 %. Les seules réserves additionnelles

Fig. 3 - Volumes échangés au cours du temps entre les grandes régions géographiques



Source : IHS

attendues restent donc très limitées et seront situées dans :

- de nouveaux niveaux réservoirs rencontrés en cours de forage des puits d'exploitation et insoupçonnés auparavant,
- des gisements de pétrole à gaz dissous où les améliorations des récupérations d'huile peuvent amener plus de gaz associé,
- de petites extensions latérales, non décelées au départ, des gisements exploités.

Les gaz non conventionnels, contenus dans de très médiocres réservoirs comme le charbon (*Coalbed Methane*) ou comme certains grès ou carbonates très cimentés (*Tight Gas*) voire des argiles (*Shale Gas*),

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

constituent également un potentiel important pour de nouvelles réserves. En dehors des États-Unis, les ressources sont peu connues. Actuellement, elles sont estimées à 900 Tm³ dont le quart serait situé en Amérique du Nord, où elles sont activement étudiées, et un tiers en CEI et en Asie centrale, dont la Chine. Déjà exploités aux États-Unis où ils représentent environ 50 % de la production nationale (9 % environ de la production mondiale), ces gaz pourraient être produits dans d'autres pays et permettre d'apporter quelques dizaines de Tm³ supplémentaires aux réserves futures. Toutefois, comme ils sont contenus dans des roches à très faible qualité réservoir, leur exploitation nécessite un maillage de puits serré (200 m) et l'utilisation de techniques de stimulation (fracturation). Tout ceci augmente les coûts de production et réduit d'autant leurs réelles potentialités. Les réserves non conventionnelles accessibles techniquement et économiquement représentent 4 % environ des réserves prouvées globales. Sans de fortes améliorations techniques ou un accroissement du prix du gaz, cette part devrait rester modeste.

Plus complexes encore à exploiter, les hydrates de méthane, fréquents dans les régions polaires ou en domaine maritime profond, constituent des ressources comprises entre 2 500 et 20 000 Tm³. Elles seraient donc supérieures d'un point de vue énergétique aux ressources totales contenues dans le charbon, le pétrole et le gaz conventionnel réunis (volumes produits + restant à produire + non productibles). Si des essais de production se sont avérés positifs à Malik au Canada, les difficultés techniques pour délimiter les zones favorables, les contraintes économiques mais surtout le risque environnemental lié à leur exploitation, réduisent pour le moment à néant tout ou partie des énormes potentialités des hydrates de gaz. Quelques idées apparaissent

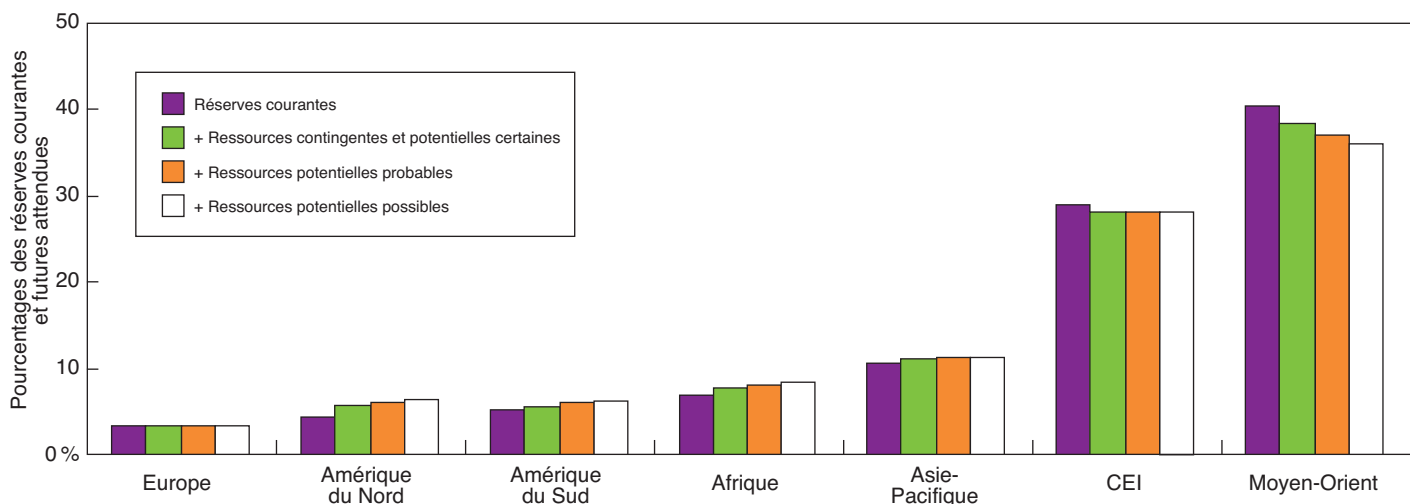
pour permettre leur exploitation, qui restent pour le moment très conceptuelles : par exemple, l'idée d'injecter du dioxyde de carbone pour produire le méthane contenu dans ces hydrates en le remplaçant par des hydrates de dioxyde de carbone. Cela permettrait de produire le méthane sans production d'eau, de séquestrer le CO₂ et de maintenir la stabilité mécanique des séries exploitées, et donc de minorer fortement les risques.

Pas de changement attendu dans la répartition régionale des réserves ultimes en gaz conventionnels

Compte tenu de la difficulté de chiffrer les futures réserves espérées en gaz non conventionnels, seuls les potentialités des gaz conventionnels ont été évaluées. Les 175 Tm³ de réserves courantes devraient passer progressivement à 213 Tm³ avec les ressources contingentes et les ressources potentielles restant à découvrir de façon certaine, puis à 244 avec les réserves potentielles restant probablement à découvrir, pour atteindre près de 261 Tm³ avec les réserves potentielles restant à découvrir de façon possible.

Cet accroissement des réserves attendues ne devrait guère changer la répartition géographique observée actuellement (figure 4). Toutefois, la part des réserves de gaz de certaines régions devrait légèrement croître, comme celles de l'Amérique du Nord grâce à la prise en compte des non conventionnels, de l'Amérique du Sud, de l'Afrique et de l'Asie-Pacifique grâce aux zones offshore. La part du Moyen-Orient devrait diminuer car il sera impossible de trouver un autre North Field, et la part de la CEI devrait plus ou moins se maintenir, tout comme celle de l'Europe. Seule l'exploitation des gaz

Fig. 4 - Répartition des réserves courantes et futures attendues de gaz naturels conventionnels par grandes entités géographiques



Source : Cedigaz, IFP

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

hydrates, si elle venait à se développer, pourrait notablement changer la répartition mondiale des futures réserves de gaz, mais pour l'instant rien ne permet d'envisager cette hypothèse à un horizon raisonnable.

Avec les gaz non conventionnels contenus dans les réservoirs de très médiocre qualité (*Coalbed Methane*, *Tight Gas* et *Shale Gas*) hors États-Unis, et non pris en compte précédemment, les réserves ultimes mondiales pourraient atteindre les 300 Tm³ et donner vraisemblablement plus de poids aux pays de la CEI et des autres régions, à l'exception du Moyen-Orient où les perspectives sont plus faibles.

Quelle évolution possible pour la courbe de production du gaz ?

Comme pour le pétrole, les scénarios de production mondiale sont tributaires des mêmes incertitudes sur les contextes à venir (voir fiche "Un point sur les hydrocarbures - 1 - Les liquides pétroliers"), avec cependant des contraintes techniques plus marquées concernant le transport : le transport du gaz nécessite des infrastructures lourdes en équipements divers (gazoduc, usines de liquéfaction et de regazéification).

Concernant l'évolution du profil mondial de production du gaz, peu de scénarios sont publiés, les plus optimistes sont donnés par l'AIE avec une production dépassant les 4,5 Tm³ en 2030. Pour d'autres, les productions devraient plafonner vers 4 Tm³.

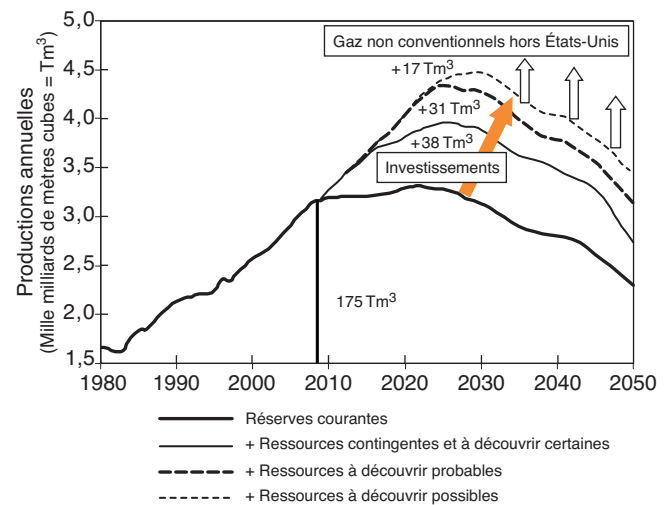
Les scénarios de production présentés (figure 5) ont été élaborés avec :

- une croissance de la demande mondiale de 1,7 % en moyenne,
- la recherche d'une complémentarité de production pour les pays disposant également de pétrole (pays du Moyen-Orient et de la Caspienne principalement),
- enfin, pour les pays exportateurs, un plafonnement de leurs exportations maximum, durant vingt ans, afin d'assurer l'amortissement financier des infrastructures qui seront à construire (Irak, Iran, etc.).

Les scénarios présentés montrent donc plus les tendances attendues qu'une réalité absolue.

En tenant compte des réserves actuelles et des moyens d'évacuation disponibles ou en construction, la production mondiale plafonne à environ 3,3 Tm³. Elle reste limitée par les capacités d'exportation. La présence de près du tiers des réserves courantes et futures dans des pays éloignés des zones de consommation (Qatar, Iran) et pour certains enclavés (Azerbaïdjan, Turkménistan, Kazakhstan), pose de sérieux problèmes.

Fig. 5 - Scénarios de production de gaz selon les efforts qui seront entrepris pour les produire



Source : IFP

Avec la mise en production des ressources contingentes et des découvertes "certaines" attendues, accompagnée des équipements d'évacuation *ad hoc*, la production mondiale pourrait atteindre 4 Tm³ en 2025 environ.

Avec la découverte et la mise en production du gaz contenu dans des accumulations complexes, la production pourrait atteindre 4,3 Tm³ en 2025 (avec les ressources probables) ou 4,5 Tm³ en 2030 (avec les ressources possibles).

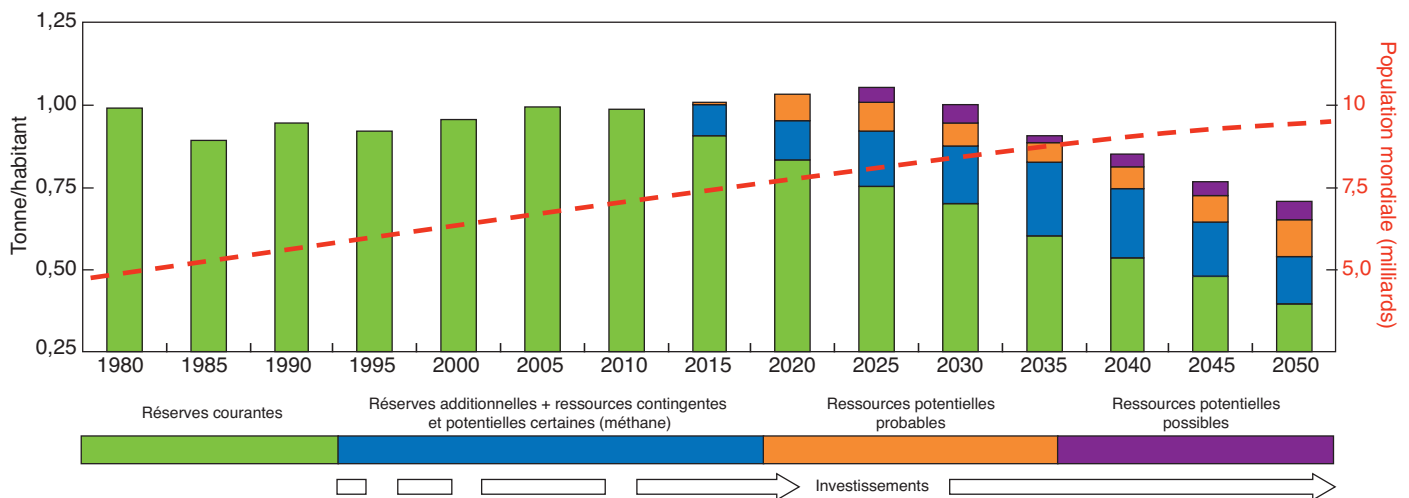
Les gaz non conventionnels, hors États-Unis, pourraient permettre de différer légèrement ces pics, mais surtout d'atténuer les déclin de production qui les suivront.

Conclusion sur le gaz naturel

Les réserves courantes de 175 Tm³ ne sont pas contestées et sont encore suffisamment élevées (près de 60 ans de consommation actuelle) pour ne pas craindre une baisse de la production mondiale faute de réserves dans les dix ans à venir. Les perspectives de découvrir encore d'importants volumes sont réelles, aussi bien dans les grandes régions productrices que dans celles étant peu ou pas explorées (ultraprofond terrestre ou maritime, Arctique, etc.). Les réserves courantes de 175 Tm³ devraient s'élever à 213 Tm³ avec les ressources contingentes et les ressources à découvrir certaines, 244 Tm³ avec les réserves probables restant à découvrir, voire atteindre 261 Tm³ auxquels il faudrait rajouter quelques dizaines de Tm³ de gaz non conventionnels hors États-Unis et Canada. Pour ces derniers, un important travail de recherche reste à mener afin de mieux cerner leur existence et leur réel potentiel.

Un point sur les ressources en hydrocarbures - 2 - Le gaz naturel

Fig. 6 - Disponibilité mondiale moyenne en hydrocarbures par tête d'habitant de 1980 à 2050



Source : IFP

Bien que les 300 Tm³ environ de réserves ultimes ainsi attendues correspondent à près de 100 ans de consommation actuelle, la production mondiale se développera au rythme de la construction des grandes infrastructures d'évacuation. Les scénarios de production montrent que le maximum de la production gazière peut être de 4 Tm³ en 2025, voire 4,5 Tm³ en 2030. La mise en production des gaz non conventionnels dans les pays importateurs pourrait s'accroître dans les années à venir. Quand aux hydrates de méthane, l'éventualité de les exploiter n'apparaît pas clairement avant deux décennies.

Conclusions sur les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel)

Compte tenu de l'importance des énergies fossiles dans le bilan énergétique mondial et des inerties inhérentes aux systèmes énergétiques, veiller à la mobilisation de nouvelles réserves restera indispensable dans les décennies à venir. Le 21^e siècle sera celui de la transition dans le domaine de l'énergie : d'un approvisionnement très dépendant des énergies fossiles, la société évoluera vers un approvisionnement plus diversifié. Cette transition devra être maîtrisée (sans heurt préjudiciable aux économies) et passera donc par un appel encore important au pétrole et au gaz naturel.

La question de la disponibilité des réserves dans le futur reste donc d'actualité. Le caractère fini des ressources fossiles à la surface de la planète est une réalité. Le fait

qu'une croissance de la production au rythme actuel n'est pas soutenable éternellement en est une également.

Les réserves courantes de liquides pétroliers, de méthane et les évaluations des futures réserves restant à exploiter ont permis de voir que les hydrocarbures resteraient pour près de la moitié concentrés dans trois pays : l'Arabie saoudite, l'Iran et la Russie. Les scénarios de production élaborés soulignent les possibilités d'évolution du profil de production mondiale en fonction de l'effort pour mobiliser les différents types de réserves. L'exploitation des non conventionnels contribuera plus à freiner le déclin qu'à accroître le niveau maximal de production.

Actuellement, la tonne en hydrocarbures disponible en moyenne par habitant de notre planète ne sera maintenue au-delà de 2015 que par l'arrivée de nouvelles réserves, et pourra être maintenue jusqu'en 2030 environ (figure 6). Au-delà de 2030, l'arrivée plus ou moins massive de ressources non conventionnelles devrait permettre de freiner le déclin de l'offre en hydrocarbures.

La mise en exploitation des futures réserves en hydrocarbures est aujourd'hui indispensable pour permettre aux autres sources d'énergie de disposer du temps nécessaire à leurs développements et d'assurer ainsi une transition énergétique maîtrisée.

Yves Mathieu

Manuscrit remis en novembre 2009

Contact : Roland Vially - roland.vially@ifp.fr