



RAPPORT
D'ENQUETE PUBLIQUE DU PARLEMENT
WALLON SUR LES LIENS ENTRE L'ECONOMIE
ET LE PIC PETROLIER, ET LES IMPLICATIONS
POUR LA WALLONIE

2014

RESUME

Patrick Brocorens, ASPO.be
Michel Wautelet, ASPO.be
Pierre Serkine, Collège d'Europe, Bruges (2012-2013)



Entre juillet et décembre 2013, le Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon a effectué une enquête publique sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier, et les implications pour la Wallonie. ASPO.be a été chargé d'analyser les soumissions et de rédiger un rapport de synthèse reprenant les idées principales avancées par les personnes ayant participé à l'enquête. Une vingtaine de soumissions ont été faites, en provenance des secteurs pétrole et gaz, d'associations, d'économistes, d'ingénieurs, et de particuliers.

L'Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO) constitue un réseau mondial de scientifiques, de professionnels du pétrole et autres, intéressés par l'évaluation de la date et de l'impact du pic et du déclin de la production mondiale de pétrole et de gaz. Ce réseau fut fondé pour combler le manque de connaissances, de recherches scientifiques, et de prise de conscience sur les pics pétrolier et gazier, afin que les hommes politiques, l'industrie et les citoyens puissent anticiper et gérer plus efficacement les conséquences économiques et sociales de ces pics. Certaines personnes aujourd'hui membres d'ASPO ont effectué des analyses reconnues mondialement, et qui ont été utilisées notamment par l'Agence Internationale de l'Energie. De nombreuses personnes intéressées par le pic pétrolier se retrouvent à présent au sein d'ASPO, étant donné qu'il s'agit probablement du seul réseau mondial dédié spécifiquement à ce sujet. La section belge, ASPO.be, vit le jour en 2007.

RESUME EXECUTIF

Le pic pétrolier, une réalité qui ne fait pas consensus.

Le phénomène de pic de production est un fait et non une théorie, comme l'illustrent les pics de production de pétrole, de gaz naturel, ou de charbon de nombreux pays. Ces exemples montrent qu'au cours du développement d'une ressource finie non-renouvelable, la production passe globalement par trois phases: hausse, pic ou plateau, puis déclin, éventuellement ponctué de rebonds. Ce schéma est dû à des facteurs physiques, caractéristiques de la ressource exploitée, étroitement mêlés à des facteurs techniques, économiques, politiques, et autres. Les interactions entre tous ces facteurs sont sources de nombreux débats et malentendus, ne serait-ce parce qu'elles créent une gamme de possibilités pour la forme de la courbe de production et la date du pic. Parmi les soumissions, certains auteurs affirment qu'ils ne croient pas au pic pétrolier. Mais il est parfois difficile de savoir si c'est le pic pétrolier en lui-même qui est mis en doute, c.-à-d. la possibilité que la production pétrolière diminue dans le futur, ou bien les causes du déclin, ou encore les modèles utilisés pour prévoir ce déclin.

Des malentendus entretenus par des problèmes de définition et le chaos dans les réserves.

Différentes personnes peuvent comptabiliser sous le terme « pétrole » des liquides hydrocarbonés de natures très différentes, y compris des carburants synthétiques issus du charbon, du gaz naturel et de la biomasse. Chaque base de données a ses propres catégories de liquides. Et même avec des définitions cohérentes entre bases de données, des problèmes considérables peuvent survenir lorsqu'il s'agit d'appliquer ces définitions pour comptabiliser les productions. Il est donc recommandé de ne pas mélanger des données provenant de sources différentes (International Energy Agency - IEA, Energy Information Administration - EIA, BP,...). D'autre part, chaque catégorie de liquide a ses propres coûts, caractéristiques et profils d'extraction, peut atteindre son pic de production à des dates différentes et réagir différemment aux évolutions technologiques et économiques. Il importe de se référer aux définitions et de les préciser, avant de discuter des chiffres et de leur évolution, sous peine d'entretenir les malentendus.

Les commentateurs des réserves de pétrole se divisent entre ceux qui suivent les réserves « prouvées », et ceux qui suivent les réserves « prouvées et probables ». Ces deux catégories de réserves diffèrent dans les définitions et composition, ainsi que dans la disponibilité des données, leur fiabilité et mode de révision au cours du temps. Ces deux catégories évoluent différemment : les réserves restantes « prouvées et probables » déclinent depuis les années 1980s, alors que les réserves restantes « prouvées » continuent d'augmenter, masquant le fait que l'exploration ne renouvelle plus la consommation de pétrole depuis les années 1980s. Les conclusions obtenues en suivant ces deux catégories de réserves sont donc différentes. Pour certains, les réserves dites « prouvées » devraient être rejetées car trop politiques, et il faudrait se baser sur les réserves techniques « prouvées et probables ». Des

chiffres valides sont cependant difficiles ou coûteux à obtenir, et un sérieux effort de transparence serait nécessaire pour affiner la connaissance de l'état des réserves.

Les commentateurs des réserves de pétrole se divisent également entre ceux qui suivent le montant des réserves « restantes » et ceux qui suivent l'état d'épuisement des réserves « ultimes ». Les réserves « restantes » correspondent aux réserves restant à extraire des gisements déjà découverts. Cet indicateur, en hausse depuis des décennies, est cité par certains comme preuve de la disponibilité suffisante en ressources pétrolières. Pour d'autres, cet indicateur est inapproprié, en particulier s'il est basé sur les réserves « prouvées », car il n'y a pas de corrélation entre le montant des réserves restantes identifiées et la capacité technique à maintenir un débit de production donné. Suivre les réserves restantes ne permet donc pas de prévoir un pic de production. Certains auteurs préconisent de rejeter cet indicateur encore universellement utilisé au niveau gouvernemental pour conforter les politiques énergétiques, et de le remplacer par un suivi de l'état d'épuisement des réserves ultimes, car plus celui-ci est avancé, plus les facteurs physiques contraignent la production. Ce sont également ces données qui sont nécessaires pour modéliser le pic de production. L'ultime correspond à la quantité totale de pétrole qui sera exploité pendant la durée de vie de l'exploitation pétrolière. En plus des réserves restantes identifiées, de type prouvées et probables, les estimations d'ultime tiennent compte de la production passée, des futures découvertes, et du rôle futur de la technologie et des prix sur le taux de récupération. Ces chiffres sont également sources de controverses, notamment parce qu'il ne peut s'agir que d'estimations grossières.

Les prévisions de production pétrolière ne peuvent être précises. Mais prendre des décisions sur base de données imparfaites est nécessaire.

Tout modèle prédictif comporte des approximations et ne peut s'appliquer avec précision qu'à l'intérieur de certaines limites. Pour en avoir une interprétation correcte, il est nécessaire de connaître ces limites et les facteurs qui peuvent faire dévier la réalité du modèle. Pour prévoir un pic pétrolier, nombreux sont ceux qui utilisent le modèle développé par Hubbert dans les années 1950s. Ce modèle a des points faibles, qu'Hubbert lui-même connaissait bien. Il utilisait ce modèle comme point de départ d'une analyse plus fine, où il intégrait certains facteurs non pris en compte dans son modèle de base. Toutes les autres méthodologies prédictives ont également leurs points faibles, certaines étant, par construction, inadaptées pour anticiper un pic pétrolier dominé par des contraintes physiques. Il en est ainsi des scénarios basés sur la demande, tels que certains scénarios de l'IEA. Ces scénarios sont cependant utiles pour indiquer l'ordre de grandeur des besoins en nouvelles capacités de production. Ces deux méthodologies pourraient être complémentaires, mais elles sont souvent présentées comme antagonistes, certains critiques et partisans des différents modèles oubliant de prendre certaines précautions dans l'interprétation des résultats.

La date du pic de production du pétrole ne pourra être confirmée avec certitude que plusieurs années après le franchissement du pic, comme l'illustrent de nombreux exemples à travers le monde. Récemment, en 2010, l'IEA a affirmé que le pic mondial de pétrole conventionnel avait été franchi, et ce quatre ans après la date supposée du pic. Etant donné les

incertitudes et la possibilité de rebonds de la production, quelques années de plus seront nécessaires pour confirmer ce franchissement. Le franchissement du pic mondial tous liquides sera également confirmé *a posteriori*. Plusieurs auteurs estiment donc qu'il est préférable d'anticiper le pic plutôt que d'en avoir confirmation, car l'essentiel n'est pas le pic, mais le long déclin de la production qui le suit. Et bien que les prévisions utilisant une méthodologie de type pic pétrolier ne peuvent être précises à l'année près, elles peuvent l'être suffisamment pour pouvoir prendre des décisions, en particulier des décisions liées à l'énergie, qui nécessitent des politiques de long terme.

Le pic du pétrole brut conventionnel déjà atteint.

Le développement d'une province pétrolière suit un schéma connu. La distribution statistique en taille des gisements implique que la majorité du pétrole conventionnel est concentré dans quelques gros gisements, qui ont tendance à être découverts et mis en production en premier. Le reste du pétrole est dispersé dans une myriade de petits gisements nécessitant plus d'efforts et de temps pour être localisés et développés. On remarque ainsi qu'à l'échelle planétaire, les découvertes déclinent depuis les années 1960s. Un pic de production apparaît lorsque le gain de production venant des petits gisements nouvellement développés ne peut compenser la perte de production des gros gisements anciens en déclin. Ce schéma général de développement, observé un peu partout, est à la base des modélisations du pic pétrolier.

On en sait à présent suffisamment sur le pétrole conventionnel pour avoir une idée de l'ordre de grandeur de la quantité extractible, et de la date du pic de production. Les estimations d'ultime n'ont évolué que très progressivement depuis les années 1970s et leur ordre de grandeur est d'environ 2000 à 3500 Gb. A l'échelle mondiale, des prévisions de pic faites dès les années 1970s et 1980s prévoyaient un pic de pétrole conventionnel à l'approche de l'an 2000, mais les chocs pétroliers ont repoussé le pic dans le futur. Des prévisions plus récentes utilisant des valeurs d'ultime similaires indiquent que ce report est d'environ 10 ans. En 1998, Campbell et Laherrère, qui ont contribué à cette enquête, prévoyaient un pic vers 2010 ; dans le WEO1998, l'IEA estimait qu'il aurait lieu vers 2014 \pm 6 ans, et entraînerait une forte hausse du prix du pétrole, nécessaire pour stimuler le développement des pétroles non-conventionnels. Ce fut l'une des rares fois où l'IEA utilisa un modèle « pic de production ». L'IEA n'y fit référence que rarement par la suite ; le pic du pétrole conventionnel et les prix élevés disparurent de leurs prévisions pendant de nombreuses années.

A présent, l'IEA et la plupart des observateurs s'accordent à dire que le pic du pétrole conventionnel a eu lieu vers 2006-2008. Comme anticipé dans le WEO1998, la difficulté à produire davantage de pétrole conventionnel est à l'origine de la hausse du prix du pétrole observé au cours des 10 dernières années. Des rebonds de production sont possibles, générant un plateau ondulant pendant plusieurs années, mais la phase de croissance entamée depuis le milieu du XIX^{ème} siècle est révolue. Si cette date se confirme, le pic de pétrole conventionnel se situe dans la fourchette basse des dates annoncées dans les rapports de l'IEA des quinze dernières années: 2008-2037.

Un pic tous liquides possible entre 2015-2030.

Par rapport au pétrole conventionnel, les pétroles non-conventionnels présentent davantage d'incertitudes sur leur potentiel réel, notamment à cause de leur sensibilité plus élevée aux conditions économiques. Les non-conventionnels, bien qu'en grande quantité, ont un rendement énergétique net de plus en plus faible à mesure que la qualité de la ressource diminue. Pour les ressources dont la qualité est la plus faible, tout plan d'extraction massive nécessiterait d'avoir à disposition une source d'énergie abondante. Les coûts sont donc également plus élevés et ont tendance à augmenter avec le prix de l'énergie, ce qui complique l'évaluation de leur seuil de rentabilité. L'ultime et les débits en non-conventionnels sont très dépendants des prix, et seront notamment limités par le niveau de la demande à des prix plus élevés. Chaque analyste intègre à des degrés divers ces considérations dans ses estimations.

La date du pic est peu affectée par ces incertitudes, car elle est surtout influencée par l'évolution de la production de pétrole conventionnel, qui domine l'offre pétrolière. Les non-conventionnels, de moindre qualité, sont généralement plus lents à développer, et ont essentiellement pour effet d'atténuer le franchissement du pic et le déclin de production du pétrole conventionnel. Dans le scénario de référence de l'IEA (New Policies, WEO2012), si les investissements sont suffisants et permettent à la production conventionnelle de se maintenir sur un long plateau pendant au moins 30 ans, il n'y a effectivement pas de pic tous liquides. Les trois modèles « pic de production » présentés dans cette enquête voient au contraire le pétrole conventionnel décliner davantage que ce qui est anticipé par l'IEA, ce qui entraîne un pic tous liquides entre 2015 et 2030.

Le profil de production observé résultera de la capacité de la demande à supporter des prix plus élevés nécessaires aux investissements. Certains auteurs ont développé la dimension économique du pic pétrolier, en remarquant que les prix doivent être suffisamment élevés pour garantir un rythme d'investissement permettant de compenser le déclin des gisements vieillissants, mais pas trop élevés, sinon c'est la demande qui diminue. Par le passé, le seuil de destruction de l'offre (prix bas) était bien inférieur au seuil de destruction de la demande (prix élevé), et offre et demande avaient la possibilité d'augmenter tant que les prix évoluaient entre ces deux seuils. Mais certains auteurs estiment que le seuil de destruction de l'offre augmente rapidement. Sous les 30\$/b dans les années 1990s, en dollars constants, il se rapprocherait désormais de 100\$/b. Quant au seuil de destruction de la demande, il varierait entre 100 et 150\$/b selon les régions, constituant une limite à l'augmentation des prix. Une fois que les deux seuils coïncident ou se croisent, un pic pétrolier « économique » survient, car il n'y a plus aucune zone de prix où, à la fois, les investissements et la demande sont suffisants. Soit les prix sont trop bas pour les investissements et l'offre diminue, soit les prix sont trop hauts pour les consommateurs et c'est la demande qui diminue. Ces représentations économiques supportent les conclusions des modèles « pic de production » qu'un pic de production tous liquides pourrait avoir lieu à moyen terme. Dans ce cas, l'IEA pourrait encore réviser à la baisse ses prévisions de production sur le long terme, comme elle l'a fait ces dernières années. Ces analyses nécessitent certainement des études complémentaires.

Le scénario 450 de l'IEA comme nouveau scénario de référence ? Le scénario 450 de l'IEA (WEO2012) est un scénario alternatif où des mesures politiques fortes sont prises globalement pour diminuer la consommation des énergies fossiles afin de limiter la concentration en CO_{2eq} dans l'atmosphère à 450 ppm ; la production tous liquides passe par un pic vers 2015-2020 et décline ensuite, reflétant la baisse de la demande. Les trois modèles « pic de production » présentés dans cette enquête encadrent le scénario 450, le modèle médian présentant une trajectoire de production semblable au scénario 450. Bien que dans les deux cas les trajectoires soient similaires, les causes et conséquences sont très différentes. Dans le scénario 450, la demande est réduite par des mesures politiques ; le prix du pétrole est donc tiré vers le bas et est supposé atteindre 100\$/b en 2035. A l'opposé, dans les modèles « pic de production », les trajectoires sont essentiellement d'origine physique et économique et non politique ; le prix du pétrole devrait être tiré vers le haut. Bien que certains auteurs estiment qu'aucun pic tous liquides n'aura lieu d'ici 2035, au vu des analyses précédentes, il pourrait être prudent de considérer la trajectoire du scénario 450 de l'IEA comme nouveau scénario de référence, c.-à-d. sans qu'aucune mesure politique particulière ne soit prise, et dans un contexte de prix du pétrole supérieurs à 100\$/b.

Le pic des exportations mondiales de pétrole, une question rarement évoquée.

Il se pourrait que nous ayons déjà franchi le pic des exportations mondiales de pétrole, car ces dernières déclinent depuis 2004. Les exportations mondiales de pétrole devraient en effet atteindre leur pic plus tôt et décliner plus rapidement que la production pétrolière mondiale, essentiellement à cause de la croissance de la consommation interne des pays exportateurs. Une moindre disponibilité du pétrole sur les marchés internationaux est un facteur supplémentaire de soutien des prix. L'EU 28, actuellement premier importateur mondial en tant qu'ensemble géopolitique, risque d'en faire les frais, les économies de Chine et de certains pays émergents supportant plus facilement les prix élevés du pétrole que les économies européennes. Certaines évolutions, comme la mise rapide sur le marché de véhicules basse consommation, ou le développement d'énergies alternatives dans les pays exportateurs de pétrole pourraient atténuer ce problème, mais tout est question de vitesse à laquelle ces innovations vont être déployées.

Les hydrocarbures de roches-mères réduisent la dépendance pétrolière des Etats-Unis, et adoucissent le franchissement du pic pétrolier mondial.

Les roches-mères sont présentes en abondance sur Terre, mais à l'exception des Etats-Unis, on n'a pratiquement pas d'information sur les volumes extractibles, les débits de production possibles, et la rentabilité économique. Les Etats-Unis fournissent cependant une idée partielle du schéma de développement de ces ressources. Il apparaît que parmi les accumulations de roches-mères, seules certaines sont productives, et parmi elles, la productivité se concentre dans certaines zones favorables. Actuellement, ces zones ne pouvant pas être localisées sans forer, seule une partie des puits est économiquement intéressante ; le reste est sub-économique ou non rentable, ce qui affecte la rentabilité de l'ensemble des puits. Les faibles débits et les déclin très rapides de la production (80 à 90% de déclin dans les 2-3

ans) impliquent de forer en permanence de nouveaux puits, des milliers chaque année aux USA rien que pour maintenir la production à niveau. A mesure que les meilleures zones sont saturées en puits, restent les zones à la productivité plus faible et aux conditions économiques moins favorables. On peut dès lors s'attendre à ce que la forte croissance de la production observée il y a quelques années ralentisse, puis fasse place à un pic ou un plateau, puis à un déclin. Ces évolutions défavorables pourraient être compensées par les progrès technologiques ou une remontée des prix, qui étendraient les forages aux zones moins favorables, redynamisant la production des formations géologiques entamées et stimulant le développement de formations géologiques jusqu'à présent laissées de côté.

Aux Etats-Unis, on s'attend à la fin de la surproduction du gaz naturel et à une remontée des prix. C'est essentiellement la rapidité et la simultanéité des développements des nombreuses formations géologiques américaines, en partie stimulés par la spéculation, qui ont entraîné une surproduction de gaz naturel. Le prix du gaz a fortement chuté. Depuis quelques années, il est trois fois plus bas qu'en Europe, ce qui constitue un handicap compétitif majeur pour l'Europe, en particulier dans les secteurs du raffinage, de la pétrochimie, et des engrais. Mais le prix du gaz étant tombé sous le seuil de rentabilité du gaz sec, les forages à objectif gazier ont fortement diminué, et la production a commencé à décliner dans quelques-unes des principales formations géologiques. Le prix du gaz devrait remonter pour relancer les forages et éviter le déclin de la production globale américaine. Mais comme un nombre important des meilleures zones ont déjà été trouvées, et que l'industrie se dirige vers des zones moins favorables économiquement, l'ampleur de la hausse est incertaine - le seuil de rentabilité minimum est évalué à 5\$/Mbtu – ainsi que ses conséquences. Certains estiment que le gaz américain bon marché est une anomalie qui va disparaître dans quelques années, et que cette disparition va à nouveau bouleverser le paysage énergétique, réduisant l'écart de prix entre continents et mettant fin aux projets d'exportation de gaz liquéfié à partir des USA. D'autres estiment que le gaz américain restera tout de même bien meilleur marché que l'europpéen pendant des années, handicapant durablement l'Europe. A l'heure actuelle, il n'est pas évident de savoir lequel de ces deux scénarios va se produire.

Les États-Unis devraient atteindre un pic de production de pétrole d'ici 2020. Les deux formations géologiques principalement responsables du rebond de la production pétrolière américaine depuis 2007 sont proches de leur pic de production, et les développements d'autres formations géologiques sont plus lents. Les États-Unis importaient 65% de leurs besoins en pétrole (brut + liquides de gaz naturel) en 2008 et 50% en 2013. Cela peut encore s'améliorer jusqu'en 2020, mais le pétrole de roches-mères ne rendra pas les Etats-Unis autosuffisants en pétrole.

Hors Etats-Unis, les développements seront plus lents ; les pétroles de roches-mères ne mettent pas fin au pic pétrolier, mais en adoucissent le franchissement. Les États-Unis concentrent une série de facteurs humains qui forment une combinaison extrêmement favorables à l'exploitation des hydrocarbures de roches-mères. Il s'agit d'une situation unique au monde. Par conséquent, les développements ailleurs dans le monde seront plus lents, avec moins de production, sauf si on arrivait à améliorer la localisation des zones favorables sans passer par le forage. La proportion de la production pétrolière mondiale attribuée aux roches-

mères devrait donc rester assez faible d'ici 2030, et permettre essentiellement d'atténuer le franchissement du pic pétrolier mondial et le déclin qui suit. D'autre part, en Europe, certains estiment que les coûts de production du gaz de roches-mère sont le double de ceux des États-Unis. On ne devrait donc pas avoir d'effet sur le prix du gaz naturel en Europe aussi important qu'aux USA.

Les positions sont contrastées sur la nécessité de développer les hydrocarbures de roches-mères en Europe. Certains auteurs, principalement issus de l'industrie, mettent en avant les effets positifs sur la balance des paiements, l'emploi et la compétitivité, l'avenir des filières industrielles chimiques et pétrochimiques, et estiment que leur exploitation peut se faire en limitant les risques et nuisances pour l'environnement, et en concertation avec les autorités, les élus et les populations locales. D'autres personnes, notamment des milieux associatifs, évoquent l'augmentation des nuisances et risques environnementaux liée au grand nombre de puits à forer, ainsi que la nécessité de ne plus développer les combustibles fossiles carbonés de par leurs impacts environnementaux, en particulier sous forme de gaz à effet de serre.

Nécessité d'améliorer la connaissance du pic pétrolier.

On en connaît chaque jour davantage sur le pic pétrolier, mais il reste beaucoup de travail si on désire obtenir de meilleures prévisions. L'obtention de données plus fiables sur les réserves, l'étude du statut de la déplétion pétrolière et gazière en tenant compte des dimensions économiques, requièrent des moyens financiers et humains. Certains suggèrent que ce travail soit soutenu par le gouvernement wallon en coopération avec d'autres gouvernements européens, ou au niveau de la Communauté Européenne.

La population devrait avoir la compréhension minimale de ce qu'est le pic pétrolier. L'éducation permanente, les associations, les documents validés par des scientifiques, le travail du Comité pic du pétrole et du gaz du Parlement wallon participent à cette action. Mais pour accélérer la connaissance du phénomène, le rôle des médias est crucial. Un auteur suggère d'organiser un panel citoyen sur le pic du pétrole avec les médias et de demander directement aux médias comment ils perçoivent leur responsabilité sociétale dans ce domaine.

La transition vers un monde avec moins de pétrole : vers un avenir incertain.

Il y aurait lieu d'anticiper le pic pétrolier plutôt que d'agir sous la contrainte. Une question centrale du pic pétrolier, c'est la vitesse à laquelle on peut gérer la transition. Pour certains, le pic pétrolier n'est pas un problème, grâce aux phénomènes de substitutions, innovations et investissements. Mais pour d'autres, l'effet du pic pétrolier sur l'économie pourrait être plus important qu'anticipé par une approche économique classique, parce que la substituabilité du pétrole avec les autres facteurs de production pourrait être lente ou difficile, l'importance réelle du pétrole dans l'économie pourrait être sous-estimée, et le progrès technique dépendre de la disponibilité en énergie.

Nous pourrions déjà vivre un “pic pétrolier” mou, dont la mollesse nous empêche de prendre la mesure. Contrairement à une idée répandue, dans un marché libre, la destruction de la demande qui accompagne le pic pétrolier a lieu via des hausses de prix, et non par des pénuries. Il n'est donc pas nécessaire que la production pétrolière décline pour se trouver dans un environnement économique de type « pic pétrolier ». Une croissance extrêmement faible ou nulle de la production pourrait être une condition suffisante. Les facteurs géopolitiques auront par ailleurs des effets exacerbés sur l'offre et les prix et camoufleront un temps le franchissement du pic pétrolier. Plusieurs auteurs ont souligné que le prix du pétrole (volatilité et amplitude) avait causé ou amplifié des récessions économiques dans le passé (dont celle de 2008), pouvait dégrader la balance des paiements et accroître l'endettement des pays importateurs de pétrole, phénomènes observés ces dernières années dans les pays européens. Le risque de récession augmente lorsque la part du PIB consacré au pétrole augmente. Selon les auteurs, cette part ne devrait pas dépasser 4 à 7,5 % du PIB. Le seuil de 4% correspond à environ 100\$/b dans l'OCDE, le cours actuel du pétrole. Le prix correspondant à ce seuil augmente cependant avec le temps, grâce à l'amélioration de l'utilisation du pétrole dans l'économie. Accélérer ces améliorations permettrait à l'économie de supporter des prix plus élevés du pétrole et de desserrer l'étau de la contrainte pétrolière.

Il existe une grande confusion d'idées sur l'ensemble des solutions à adopter. Il n'y a pas de solution unique au pic pétrolier. Il est en effet nécessaire de combiner des solutions pour obtenir un réel effet, mais il n'y a pas de consensus sur la meilleure combinaison possible. Les désaccords ont de multiples origines, liées notamment à des estimations différentes des coûts et des temps de déploiement des solutions, des ordres de grandeur des quantités d'énergie à remplacer, des externalités, des risques encourus, du rôle d'autres contraintes, mais aussi de positions idéologiques différentes.

Des mesures non-conventionnelles : les changements de valeur. Les solutions proposées par les auteurs sont nombreuses et tombent dans trois catégories: substitution, utilisation rationnelle de l'énergie (URE), et changements de valeurs. Les mesures traditionnelles sont celles de substitution et d'URE, mais certains auteurs soulignent les limites de ces mesures, et préconisent de les accompagner de changements dans le système de valeurs et de symboles qui influencent le comportement des organisations, pour aboutir à une civilisation compatible avec les limites de la biosphère. Constatant que l'organisation actuelle ne peut se maintenir sans croissance économique, et estimant que les contraintes environnementales et énergétiques des prochaines décennies pourraient remettre en question la croissance perpétuelle, certains auteurs préconisent de soutenir une recherche et un enseignement qui s'intéressent aux systèmes d'organisation des sociétés et aux formes institutionnelles compatibles avec la non-croissance économique, voire avec une certaine décroissance. Cela pourrait commencer par l'introduction de considérations énergétiques et physiques dans les modèles macroéconomiques et l'encouragement à la transdisciplinarité au sein des institutions, notamment universitaires. Cette recherche viserait notamment à proposer différentes options au choix politique.

Le pic pétrolier, moteur d'une véritable transition énergétique et économique pour la Wallonie ? Au lieu de mettre en évidence les aspects négatifs de l'inaction face au pic pétrolier, certains auteurs mettent en avant les aspects positifs de la transition au niveau économique, social et environnemental. Ils estiment que la Wallonie devrait orienter ses politiques pour rendre possible la transition vers une société post-fossiles et guider le citoyen dans ses choix énergétique, en l'intégrant dans une perspective de long terme. Le cadre juridique, la fiscalité, la politique de prix, la recherche, l'éducation, les sciences humaines, ainsi que les normes de produits, ont été cités comme leviers essentiels. Certains estiment également qu'avec le pic pétrolier, il conviendrait de s'interroger sur l'opportunité et la durabilité de la stratégie wallonne de ces dernières années, notamment au niveau logistique et aéroportuaire, et d'adapter les priorités vers des secteurs qui devraient tirer parti du pic pétrolier, notamment en organisant et soutenant une offre de formation dans ces secteurs. Pour atteindre ces objectifs, certains auteurs proposent que la Wallonie se dote d'outils de prospective de moyen et long terme, et de faire participer les acteurs économiques wallons à cette prospective.

Le pic pétrolier ne remet pas en cause le réchauffement climatique. Selon les modèles du GIEC, il est conseillé de ne pas dépasser le seuil de 450 ppm de CO₂ eq dans l'atmosphère ; ce seuil correspond à une probabilité de 50% de voir la température de l'atmosphère augmenter de plus de 2°C par rapport au niveau pré-industriel. En ce qui concerne le pétrole, les trois scénarios « pic de production » encadrent le scénario 450 de l'IEA. Cela paraît encourageant pour le climat, car dans l'optique de l'IEA, atteindre le scénario 450 nécessiterait de prendre des mesures politiques fortes, alors que dans l'optique des scénarios « pic de production », atteindre le scénario 450 se fera « naturellement », sous l'action conjuguée des contraintes physiques et économiques. Cependant, le pétrole n'est pas la seule source fossile de CO₂, et principalement à cause du charbon, le seuil de 450 ppm de CO₂ eq est dépassé sur le long terme. Le pic pétrolier ne remet donc pas en question la croissance de l'accumulation de CO₂ dans l'atmosphère. Certains auteurs donnent dès lors comme priorité la réduction du contenu carbone du mix énergétique.

Les commentaires et questions sont les bienvenues et doivent être adressées à:

Pour des questions relatives au travail du Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon :

M. Michel LEBRUN, Président du Comité « Pics de pétrole et de gaz » (2008-2014)

Email: mlebrun@skynet.be

ou

M. Jean-Luc BOCK, Secrétaire du Comité « Pics de pétrole et de gaz »

Email : cppg@parlement-wallon.be

Pour des questions relatives au rapport :

Patrick BROCORENS

Président d'ASPO.be

19, Avenue Victor Maistriau

7000 Mons

Belgique

Téléphone: 065/37.38.67

Email: patrick.brocorens@umons.ac.be

Internet : www.aspo.be