

L'Algérie face aux grands défis

L'objectif de ma contribution n'est ni de porter un jugement sur une politique ou une stratégie quelconque, ni de proposer des solutions miracles aux futurs défis de développement, mais seulement de présenter un état des lieux du secteur énergétique en particulier, pouvant déboucher sur un débat qui est de nos jours non seulement national mais aussi international.

Il y a juste 6 mois j'avais publié une contribution intitulée «Débats d'avenir ou de dérive ? Démocratie et citoyenneté, entrepreneuriat et gaz de schiste»

(www.lesoirdalgerie.com/pdf/2014/07/22072014.pdf), dans laquelle j'avais abordé entre autres le problème de la dépendance de notre économie des hydrocarbures, ainsi que le défi relatif à une transition énergétique basée sur le recours à toutes les formes d'énergie y compris les hydrocarbures non conventionnels.

Avant de revenir sur les défis énergétiques, je voudrais rappeler que l'eau, l'énergie, et l'environnement, sont en fait les trois piliers de tout développement économique et social et du progrès de façon générale.

Ces ressources naturelles vitales sont aussi étroitement interdépendantes en matière d'exploitation et d'usage.

Le volume d'eau à l'échelle de la planète est toujours le même, seules sa répartition géographique et sa qualité changent avec le temps du fait des changements climatiques et des activités humaines.

L'énergie dont on a besoin est fournie essentiellement par des ressources non renouvelables (hydrocarbures et charbon), de plus en plus difficiles à trouver, coûteuses, et que nous consommons de plus en plus sans se soucier des gâchis.

L'environnement, qu'il s'agisse du sol, des produits à consommer, ou du confort de vie, dépend de la disponibilité et de l'usage de ces ressources.

Mais hélas la gestion, le mode d'exploitation et l'usage des deux premières richesses ont souvent tendance à les mettre aussi en conflit entre elles et surtout avec l'environnement qui en pâtit de plus en plus.

D'où le débat autour de ce qui est appelé « les hydrocarbures non conventionnels », que certains considèrent comme nouvelle ressource énergétique à la place des hydrocarbures conventionnels dont les réserves et la production semblent avoir atteint leur « peak-oil », pendant que d'autres les considèrent comme une véritable menace sur les ressources en eau et l'environnement.

Alors faut-il croire que ces nouveaux hydrocarbures et plus précisément le gaz de schiste, sont la clef de la transition énergétique, ou faut-il en avoir peur et les rejeter ?

Dans ce dernier cas, quelle est la solution de rechange ? Peut-elle aussi être mixte ?

1) Contexte énergétique mondial

La question est tout à fait naturelle dans la mesure où :

- D'une part comme vous le savez, la consommation mondiale qui est actuellement de 12 milliards de tonnes équivalent pétrole (dont 50% en hydrocarbures, 35% en charbon, et à peine 15% en renouvelables-nucléaire-hydroélectricité) passera selon beaucoup d'analystes en 2035 à 18 milliards de TEP avec une progression presque identique pour chacune des ressources fossiles (entre 1 et 2%), et relativement importante pour les renouvelables et le nucléaire qui n'atteindront en 2035 que 22% de la consommation totale avec un taux de croissance de 6,4%. (source : Energyoutlook 2035-BP 2014).

- D'autre part, il y a toutes les hypothèses émises par les défenseurs du peakoil qui tendent à confirmer que celui-ci a déjà été atteint dans la plupart des pays producteurs, et que ce qui reste à découvrir sera de plus en plus coûteux à trouver, difficile à produire, et semble-t-il dangereux pour l'environnement en ce qui concerne les hydrocarbures non conventionnels.

- La scène énergétique internationale a

subi durant la décennie passée énormément de bouleversements et de mutations sous l'influence d'une multitude d'évènements et de facteurs conjoncturels ou non. On peut citer parmi eux les plus importants qui sont :

- 1- L'avènement des hydrocarbures non conventionnels, plus particulièrement celui du gaz de schiste ou tight-gas, qui semble bouleverser la répartition géographique des réserves et les échanges futurs.

- 2- Les progrès technologiques aussi bien en amont qu'en aval, depuis le gisement jusqu'au consommateur final.

- 3- L'apparition de nouveaux acteurs et de nouveaux marchés, ainsi qu'une tendance à la dérégulation des marchés.

- 4- L'apparition de nouvelles visions géostratégiques, notamment au niveau des pays gros consommateurs d'énergie.

- 5- Les problèmes d'environnement et la compétition ou la complémentarité avec les énergies renouvelables.

- 6- La volonté de certains acteurs à pousser vers la mondialisation de l'offre et de la demande, et par conséquent celle des marchés.

- 7- Et enfin des bouleversements économiques et géopolitiques plus complexes qu'ils n'en ont l'air, puisque nous assistons à une évolution vers une sorte d'économie mondiale à caractère libéral, mais avec d'une part de moins en moins d'influence des pays développés, de plus en plus frappés par une crise multidimensionnelle sans précédent, et d'autre part une montée en puissance des pays émergents dont les besoins énergétiques connaissent un accroissement rapide et très important.

C'est ainsi que de nos jours, la sécurité énergétique est pratiquement au cœur de toutes les stratégies de développement.

2) Etat des réserves découvertes à ce jour

L'Algérie étant un pays dont l'économie est plus que dépendante de sa production pétrolière et gazière, découvre aujourd'hui à son tour l'importance de la notion de sécurité énergétique, et doit par conséquent tenir compte de tout ce qui affecte la scène énergétique internationale.

Commençons d'abord par jeter un coup d'œil sur l'état des lieux des ressources en hydrocarbures conventionnels.

L'état des réserves conventionnelles actuelles, leur répartition géographique, ainsi que le statut de leur exploitation, permettent de constater que :

- Les réserves restantes récupérables en 2012 étaient de 2,5 milliards de tonnes d'hydrocarbures liquides dont 72% prouvés, et 4.500 milliards de m³ de gaz naturel dont seulement 53% prouvés. Le reste est probable, est possible.

- La majeure partie des réserves en hydrocarbures est renfermée dans les gisements de Hassi Messaoud et Hassi R'mel opérés par la Sonatrach seule.

- La majeure partie des réserves en pétrole (51%) algérien est exploitée par la Sonatrach seule.

- Seuls 49% sont en association et la part de production qui revient aux associés est en moyenne de 20 à 25% seulement de cette portion.

- La majeure partie des réserves en gaz, condensat et GPL (80%) est exploitée par la Sonatrach seule.

- Seuls 18 à 20% sont en association, avec un système de partage de production relativement identique au pétrole liquide.

3) Historique des travaux et résultats

L'historique des travaux montre de son côté que l'essentiel de l'effort de recherche en Algérie a été concentré sur la partie Est du Sahara où sont concentrés 100% des réserves en pétrole et 92% des réserves en gaz naturel. Mais le plus important est qu'on constate que :

- L'essentiel des réserves a été découvert avant 1970, puis partiellement renouvelé au cours des années 90.

- Depuis, le nombre de découvertes est certes toujours le même et parfois en progression, mais les volumes découverts sont de plus en plus faibles.

Cela ne veut pas dire qu'il n'y a plus de découvertes à faire, mais même si elles sont nombreuses, elles n'assureront pas le renouvellement espéré pour couvrir un soutirage au moins égal à la demande (exportation + consommation interne).

Certaines analyses montrent aussi qu'au moins 50% des augmentations de réserves durant la décennie passée aussi bien dans le monde qu'en Algérie, sont à comptabiliser sur les améliorations des taux de récupération des gisements existant grâce aux progrès technologiques (taux de récupération). Ce qui signifie qu'il s'agit d'un crâneau de recherche et d'effort sur lequel il va falloir beaucoup se focaliser à l'avenir.

4) Potentiel et perspectives

L'industrie des hydrocarbures se porte bien aujourd'hui en Algérie puisqu'elle arrive à nourrir le pays avec une belle rente de 98% des recettes d'exportation, 70% du budget de l'Etat, et 33% du PIB. Mais pour combien de temps encore ? Là est la question principale.

Le potentiel en ressources spéculatives (espérées) dans le sous-sol est très controversé et peut varier de 1 à 5 selon les estimations disponibles :

- Hydrocarbures conventionnels en place ! : 2.800 à 6.000 milliards de m³ de gaz naturel et 3 milliards de tonnes d'hydrocarbures liquides.

- Hydrocarbures non conventionnels en place !

- : 25.000 à 168.000 milliards de m³ de gaz naturel (schiste et tight) et 20 à 30 milliards de tonnes d'hydrocarbures liquides.

- Il apparaît que le potentiel résiduel restant à explorer et à exploiter est essentiellement constitué d'hydrocarbures non conventionnels, plaçant l'Algérie au 3^e rang mondial (pour le gaz de schiste seulement) dans ce domaine après la Chine et l'Argentine. Mais il faut tout de suite préciser qu'il s'agit d'une évaluation spéculative qui nécessite d'abord d'être confirmée par des travaux d'exploration.

- Si on se base sur ce qui existe et ce qui pourrait exister ainsi en théorie : on pourrait effectivement dire qu'il n'y a aucun souci à se faire pour une longue période même au-delà de 2030 ou 2040.

- Mais imaginons un instant que les choses ne se passeront pas ainsi et que le potentiel futur est trop spéculatif pour qu'on puisse bâtir dessus une stratégie de développement économique. Il est admis en général qu'on peut arriver à découvrir au maximum 25 à 30% des ressources spéculatives ayant pu être piégées dans le sous-sol avec le temps. Il faut ensuite appliquer à ces découvertes un taux de récupération moyen respectif de 30% et 75% pour le pétrole et le gaz conventionnels. Le mode d'évaluation des volumes en place d'hydrocarbures non conventionnels est différent du fait qu'ils sont renfermés dans des surfaces et non des pièges, mais on ne peut non plus espérer qu'un taux de récupération de 10 à 20%. Par ailleurs, au stade actuel des connaissances et des technologies disponibles, les ressources restantes à explorer conventionnelles ou non, nécessitent de très lourds investissements, du fait de leur complexité technique : taille des accumulations, situation géographique (profondeur et offshore), et technologies d'exploitation nécessaires.

- Les réserves en hydrocarbures conventionnels sont quant à elles entamées à au moins 50%, et l'évolution de la production globale d'hydrocarbures en Algérie est en phase de déclin depuis 2008. Parmi les raisons invoquées, il y a certes le retard du développement des gisements récents destinés à compenser la baisse de production, mais il y a aussi que depuis plus d'une décennie le taux de renouvellement des réserves est en moyenne d'un seul baril-équivalent de pétrole pour trois produits. On ne peut pas

Par M^r Abdelmadjid Attar (*)

non plus ignorer le fait que les plus gros gisements vieux de plus de 50 ans sont en phase de plateau ou en déclin.

- Le domaine minier est certes inégalement exploré, mais la probabilité de nouvelles découvertes sera caractérisée naturellement par des tailles de plus en plus petites à l'avenir selon la règle : «plus on découvre moins on découvrira à l'avenir, et plus ça coûtera». Tel qu'un sol ne peut permettre qu'une production agricole céréalière, arboricole, maraîchère, ou rien du tout, pour des raisons de qualité du sol, de climat ou disponibilité d'eau et bien sûr de travail humain, une région peut renfermer des hydrocarbures et une autre pas du tout pour de très simples raisons géologiques. Une simple comparaison des volumes d'hydrocarbures générés et ayant pu être piégés au cours des millions d'années géologiques avec ce qui a pu être découvert à ce jour dans les différents bassins pétroliers, permet de mesurer le potentiel réel de chacun d'eux.

- L'agence Alnaft a publié le 1^{er} mai 2014 son bilan qui indique qu'il a été découvert en 2013 :

- 629 millions de TEP, dont 130 millions de tonnes de pétrole, 407 milliards de m³ de gaz, 64 millions de tonnes de condensat, et 27 millions de tonnes de GPL. Cela correspond à environ 10% des réserves restantes. C'est le plus beau résultat depuis les découvertes des années 90 dans le bassin de Berkine, et ça prouve déjà une chose : il y a encore des hydrocarbures à découvrir.

- Mais il y a une précision qui manque : s'agit-il de réserves en place ou récupérables ? De révision des réserves existantes ? De réserves prouvées récupérables ou probables et possibles en place ?

- La précision est extrêmement importante parcequ'il s'agit aujourd'hui de réfléchir aux besoins du pays sur le long terme et préparer un arbitrage entre la rente et la sécurité énergétique. Le problème qui devient de plus en plus crucial est celui d'une croissance effrayante et non maîtrisée de la consommation interne du pays.

5) Les besoins du marché intérieur

- On constate que le pays est en train de devenir l'un des modèles les plus énergivores en Afrique et en Méditerranée avec un taux de croissance qui a atteint ou même dépassé les 14% par an pour l'électricité. La consommation énergétique nationale est en croissance importante et continue avec :

- +5,4% par an pour tous les HC (1,2 TEP/an/habitant).

- +8% par an pour les carburants.

- +7% par an pour le gaz naturel.

Les prévisions de la Creg annoncent des besoins internes entre 42 (minimum) et 55 (maximum) milliards de m³ de gaz naturel en 2019. Sonelgaz prévoit quant à elle 75 milliards de m³ en 2030.

- Selon le bilan énergétique 2013 publié par le secteur, la répartition de la consommation d'énergie primaire est la suivante :

- Production totale : 154 millions Tep dont 64% exportés et 36% consommés sur le marché intérieur (y compris pour la génération électrique).

- Consommation ménages et autres : 15,5%

- Transport : 13%

- Industrie & BTP : 7,5%

La consommation algérienne d'hydrocarbures a doublé en 10 ans, et le ministère de l'Energie prévoit une augmentation entre 2013 et 2030 de 16 à 30 millions de tonnes pour les carburants, et de 32 à 60 milliards de m³ pour le gaz naturel. Il faut noter aussi que la consommation industrielle est relativement faible si on exclut la consommation pour la pétrochimie qui correspond à mon point de vue à une autre forme d'exportation indirecte.

La première question qu'il faut se poser en ne tenant compte que des réserves actuelles en hydrocarbures conventionnels