

4e COLLOQUE DE L'ASSOCIATION DES INGENIEURS DE L'IAP ET DU CLUB ENERGY

Samedi 13 Mai 2017 à l'Ecole Supérieure de Commerce à Koléa

"QUELLE VISION ET QUELS FACTEURS DE SUCCES
POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE EN ALGERIE?"

Panel 2: "Vision et contenu d'un nouveau système de transition
énergétique en Algérie"

Modérateur: Krissat Abdelaziz

MESSAGE INTRODUCTIF

La baisse constatée ces trois dernières années du prix de vente du pétrole et la stagnation de la production globale d'hydrocarbures (tous produits confondus), ont confirmé les craintes que nous avons exprimées lors de notre premier colloque en 2014 quant aux incertitudes qui pèsent sur la fiabilité d'un modèle énergétique algérien basé exclusivement sur les hydrocarbures conventionnels.

Les recommandations faites lors de ce premier colloque, tout en réaffirmant le rôle de premier plan que continueront à jouer les sources d'énergie carbonée autant dans la sécurité énergétique du pays que dans le financement de son économie; ont néanmoins appelé les Pouvoirs Publics à mettre en oeuvre sans plus tarder, d'autres sources alternatives.

Toutes les sources d'énergie devront satisfaire aux cinq critères suivants:

la disponibilité physique;la maturité technologique;la rentabilité économique; l'acceptabilité sociale; le respect de l'environnement.

L'énergie primaire conventionnelle devra elle aussi répondre à ces critères. Dans la perspective d'évolution des prix à leur niveau actuel, la réduction des coûts d'exploitation des gisements d'hydrocarbures devient un objectif incontournable pour une meilleure valorisation de la rente pétrolière. C'est ce qu'ont réalisée la plupart des sociétés internationales ces dernières années. C'est aussi le seul levier sur lequel peut agir l'Entreprise Publique SONATRACH, confrontée au défi permanent de renforcer son savoir faire,d'améliorer ses performances dans l'amont pétrolier, en accordant davantage d'attention à la gestion des ressources humaines et notamment à celle des compétences.

La formulation du modèle énergétique algérien devrait aussi s'inspirer du principe de précaution,en ne prenant en compte que les réserves prouvées récupérables, hormis toutes réserves probables ou potentielles. Ceci n'empêche pas de se poser la question relative, aux possibilités de nouvelles découvertes d'hydrocarbures, commercialement exploitables.

Comment aussi attirer de nouveaux investisseurs tout en préservant les intérêts nationaux fondamentaux?

Une attention particulière doit être apportée au gaz naturel dont les termes du bilan matière (entre production, consommation, exportation) connaissent des évolutions contraires qui vont exiger des arbitrages pour le moins difficiles;la consommation intérieure étant en croissance continue (de l'ordre de 7% par an). D'où la nécessité de la réduire, sinon la contrôler; non seulement par une politique vigoureuse d'économies; par la lutte contre les gaspillages et par la recherche d'une

meilleure efficacité énergétique; mais aussi par la substitution de l'énergie solaire au gaz naturel dans le processus de co-génération électrique.

Quels sont les coûts de production de l'énergie solaire dans sa forme thermique ou photovoltaïque? Le programme de 4000 MW affiché récemment par les Pouvoirs Publics est-il suffisamment ambitieux? Est-il possible de respecter les engagements pris par notre pays à la COP 21 en matière de réduction des gaz à effet de serre?

Le développement croissant des énergies renouvelables(ER) peut conduire à des problèmes majeurs de gestion et de prévention des risques dans les systèmes énergétiques, aussi bien pour les acteurs de l'Industrie que pour les usagers. Y a-t-il des défis, des incertitudes et des facteurs qui peuvent susciter des inquiétudes quant à la fiabilité du Programme National de Développement des ER?

Par ailleurs, le recours aux hydrocarbures non conventionnels, notamment le gaz et le pétrole de schiste peut-il être envisagé au vu du seul paramètre de l'existence (hypothétique) d'importantes ressources? Ce recours ne se heurte-t-il pas à de lourdes contraintes, d'abord naturelles, inhérentes aux médiocres caractéristiques pétro-physiques de la roche mère (porosité, perméabilité) qui induisent un taux de récupération de 5 à 10% (5% est le taux de récupération ultime à Eagle Ford, province emblématique de l'essor du gaz et pétrole de schiste aux USA), limitant la vie productive des puits au maximum à 2 ans? Faut-il rappeler qu'un forage consomme jusqu'à 15000 m³ d'eau (qu'il faudra souvent citer) et 2500 à 5000T de sable pour les besoins de la fracturation hydraulique. Quid de la contrainte logistique pour la mobilisation d'un parc d'appareils de forage de très grande ampleur (dépassant la centaine) si l'exploitation des hydrocarbures de schiste est intensive? A titre indicatif, pour obtenir un débit équivalent à un puits de

gaz conventionnel, il faudrait forer en moyenne une centaine de puits de gaz de schiste! Il faudrait également doter les appareils de forages d'installations de traitement du fluide de forage, contaminé par les agents chimiques lors de la fracturation hydraulique (contenant des métaux radio actifs tels que le baryum, l'uranium, le strontium). L'ensemble de ces contraintes se traduirait par un coût très onéreux qui dépasserait les 20 millions US \$ par puits foré (7 à 8 m \$ à Eagle Ford) et qui remettrait en cause la rentabilité économique d'un tel programme; en dehors de son impact sur l'environnement, les réserves aquifères et "l'acceptabilité sociale". Il serait fortement utile, pour trancher le débat, d'estimer le coût de production de la "thermie hydrocarbures de schiste", comparé à celui de la "thermie solaire" (thermique ou photovoltaïque).

En conclusion, quel que soit le modèle de consommation énergétique retenu, il devra faire évoluer notre économie de rente vers un développement durable au sens où l'a défini la Commission Mondiale sur le Développement de l'ONU en 1987: *"Le Développement durable est un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre les capacités des générations futures de répondre aux leurs."*