

AVIS DU CCE CONCERNANT LES ORIENTATIONS STRATEGIQUES DE TOTAL S.A

Depuis la vague de nationalisation des années 60, le poids des majors dans la production mondiale est passé de 62% à 10%. Elles ne dominent plus le marché et leurs conditions d'accès aux ressources sont plus limitées, les obligeant à se tourner vers des gisements techniquement plus complexes et donc plus coûteux et plus difficiles à exploiter. Le mix réserves des majors est donc déterminant pour leur positionnement futur. Total, fortement positionné dans l'offshore profond n'échappe pas à cette règle. **Les élus souhaitent donc connaître le mix des réserves de Total suivant les différentes méthodes d'extraction.**

A cette problématique, s'ajoute la chute des prix des hydrocarbures à partir de mi-2014 : le cours du brut a été divisé par plus de 2, entraînant une baisse importante des prix du gaz. Cela a mis à mal les chiffres d'affaires et la rentabilité des majors qui toutes, dans la foulée, ont annoncé :

- des plans de réduction des coûts et pour certaines des plans de départs particulièrement importants ;
- une volonté de se diversifier, notamment vers les énergies renouvelables ;
- des baisses d'investissement record, mettant en jeu le renouvellement des réserves à venir;
- des programmes de cession conséquents.

Ces différentes actions, également mises en œuvre au sein de Total, s'inscrivent **dans les orientations stratégiques 2016**, notamment dans les enjeux à court terme : « réduction des coûts et génération de cash ». Par ailleurs, le pétrole est identifié comme un produit mature ; à moyen terme Total met en avant sa volonté de se repositionner sur le gaz et les énergies renouvelables. A long terme, la création de valeur pour l'actionnaire reste la priorité.

Les majors sont soumises à une pression forte de leurs actionnaires.

Le poids des dividendes pèse très lourd sur les résultats. De plus le paiement de ceux-ci en actions en 2015, 2016 et sans doute 2017 va générer un supplément de dividendes à payer aux actionnaires dans les années à venir.

Pour maintenir le cash-flow, Total désinvestit, s'endette et vend des actifs susceptibles de rapporter du cash. Où se situe la limite d'une telle pratique ?

Comme les analystes, les élus ont en tête **l'importance stratégique de l'Exploration Production**, non seulement pour assurer l'avenir de la compagnie à travers la découverte de nouveaux gisements mais également à court terme de par sa **forte contribution au résultat opérationnel**, même en contexte de prix bas. Les élus relèvent que l'objectif de hausse de la production de 5%/an entre 2014 et 2020 est nettement supérieur aux anticipations de l'AIE sur la demande de pétrole (entre +0,1% et 1,05%/an) et de gaz (+1,5%/an) sur cette période. **Comment s'explique cet écart ?**

Par ailleurs, ces objectifs sont-ils compatibles avec la nécessité de laisser des réserves sous terre mise en avant dans le scénario 2°C ; Les analyses du GIEC montrent clairement que non. Si Total s'engageait véritablement dans le scénario des 2°C de l'accord de Paris ces prévisions de production du marché sur le pétrole et le gaz, et donc les ambitions du groupe,

seraient à revoir. De plus le scénario de 2°C nécessite une taxe carbone à minima de 30 € la tonne de CO2. Le groupe, émettant plus de 19 milliards de tonnes de CO2 par an, se verrait alors fortement impacté si le marché du carbone efficace voit le jour.

Afin de pouvoir adapter la stratégie du groupe avec le scénario 2°C, nous préconisons de demander la réalisation d'un stress test environnemental sur le Groupe. De plus les élus constatent que les anticipations de croissance de Total tant pour le pétrole que pour le gaz se situent dans la fourchette haute des prévisions de l'AIE, ce qui correspond à un scénario sans changement des politiques environnementales. Les engagements pris lors de la COP 21 par un certain nombre de pays quant à la réduction du CO2 amèneront-ils le Groupe à revoir ces estimations ?

Suivant la même logique, Total retient des hypothèses prix du Brent pour 2017 et en 2020 (60\$/b) supérieures à celles des analystes (entre 38 et 45\$/b). Les évolutions des prix dépendent de facteurs essentiellement politiques :

- côté pétrole : consensus entre les pays producteurs pour une limitation de la production ;
- côté gaz, mise en œuvre des politiques environnementales et d'une taxe carbone suffisamment dissuasive pour limiter la production de charbon et favoriser la demande de gaz ;
- L'élection d'un nouveau président aux USA ayant proposé un allègement du cadre de régulation et environnemental de l'industrie, pourrait avoir comme conséquence voulue une augmentation des activités de forage et de production dans ce pays. Cette hypothèse ne semble pas avoir été prise en compte en choisissant l'utilisation de la fourchette haute de l'AIE et l'hypothèse de base des prix du Brent en 2017. Les élus s'interrogent sur le Plan « B » au cas où les prix réels à constater en 2017 s'approcheraient davantage des prévisions des analystes que de ces prévisions apparemment volontaristes de la Direction.

En prenant en compte les hypothèses de sensibilité de la trésorerie opérationnelle de Total par rapport au cours du Brent, les experts ont estimé à 3 Mds\$ le besoin de financement pour réaliser les investissements prévus et maintenir le dividende, si le prix du baril devait rester à 45\$.

- **Au vu du caractère aléatoire des décisions politiques, de la forte sensibilité de nos résultats par rapport au prix du baril et de l'ensemble des mesures d'optimisation du cash flow déjà engagées, les élus demandent que les différents scénarios sur lesquels la direction de l'EP travaille soient présentés aux élus, notamment un scénario de maintien des prix bas.**
- **Nous demandons que les prochaines orientations stratégiques soient présentées selon différents scénarios ce qui éviterait de rendre caduque la présentation d'un seul scénario comme celui présenté au CCE en 2016.**
- Nous demandons aussi la Direction explique aux élus de quelle manière concrète les variantes d'un Brent à 40 et 45 USD/bbl pendant 2017 pourraient produire des inflexions

importantes de ces orientations stratégiques.

Par ailleurs, les objectifs de production projet par projet communiqués à l'expert font état d'une hausse de la production de 2%/an entre 2015 et 2018 dont une stabilité de la production de gaz et une hausse de la production de pétrole de +6%/an. **La part du gaz dans la production sera donc moins importante en 2018, ce qui ne va pas dans le sens du repositionnement annoncé vers le gaz. L'objectif annoncé dans l'ambition 2035 est d'atteindre 65% du portefeuille en gaz et 20% dans les énergies renouvelables. Cette orientation se ferait donc après 2018 ?**

Pour rester rentable sur ses actifs pétroliers, le Groupe annonce vouloir se concentrer sur ses actifs pétroliers à bas coût. En 2018, ADCO représentera la production la plus importante mais il s'agit d'un contrat à faible marge. Le 2^e et 4^e projet (CLOV et Moho) sont en offshore profond. Or, même si Total est particulièrement efficient, cette technique d'extraction reste au moins 2 fois plus coûteuse qu'un gisement classique. Libra, en offshore profond est également identifié comme un actif pétrolier à bas coût. **Les élus constatent que la compétitivité de Total sur le pétrole à l'avenir n'est pas assurée. Si en 2015, l'accroissement des marges ERMI a permis de compenser en partie les pertes sur l'amont, les élus soulignent que les activités aval sont structurellement peu contributrice en termes de marges. Si les prix restent bas, il leur apparaît en effet nécessaire de s'ouvrir d'autres portes, comme le développement du gaz et des énergies renouvelables.**

- Les projets GNL semblent déterminants dans l'atteinte des objectifs de production du Groupe. Total affiche un objectif de 20 MT de GNL en 2020 (392 kbep/j), soit 2 fois plus que la prévision 2018 (183 kbep/j). Dans le même temps, la Direction indique ne pas vouloir lancer de nouveaux projets GNL avant 2020, dans l'attente d'une résorption des surcapacités présentes sur le marché et d'une remontée suffisante du niveau des prix. **Les élus demandent des précisions d'une part sur le doublement de la capacité entre 2018 et 2020 et d'autre part sur les coûts de production de ces projets (y compris liquéfaction, transport et regazéification) car ils vont conditionner la rentabilité de demain. Par ailleurs, le niveau de prix qui sera en vigueur lors de leur mise en production sera déterminant. L'effet d'attente qui concerne également d'autres pétroliers a-t-il été pris en compte ?**

Par conséquent, les élus souhaitent comprendre les modalités du tournant de Total du pétrole vers le gaz (avec la montée en puissance du GNL) : quels projets et quel timing ?

Côté coûts, Total a annoncé des objectifs ambitieux de baisse des investissements et des dépenses opérationnelles.

- Les objectifs de réduction des investissements, déjà élevés, se renforcent : les investissements organiques prévus en 2017 seraient quasiment divisés par 2 par rapport à 2013. Au niveau de l'EP, ils atteindraient un plancher de 13 Mds\$/an (2017- 2021) qui permettraient une croissance de 2%/an de la production. **Cet objectif n'est pas en phase avec la croissance de la production de 5%/an envisagée dans les orientations stratégiques entre 2014 et 2020 ; les élus demandent un éclaircissement sur ce point. Les élus interrogent également sur les anticipations des conséquences en termes de renouvellement des réserves.**

Considérant le programme d'acquisitions, les élus ont bien noté la volonté de développer le pôle Gaz & Renewables à travers l'acquisition de Sunpower, Saft et Lampiris. Ils se préoccupent néanmoins de la santé de la filiale Sunpower (la forte baisse des ventes, le recours important à l'endettement, les baisses d'effectifs). L'annonce qu'environ 5 000 stations seront dotées d'installations photovoltaïques, leur permettant d'assurer la moitié de leur consommation d'électricité, n'est pas à la hauteur des enjeux de redressement de la filiale. **Nous demandons que soient présentées les intentions pour redresser l'entreprise Sunpower et la maintenir à flot.**

Par contre, ils s'interrogent sur la cohérence d'avoir porté de 25 à 100% la participation de Total dans les actifs de gaz de schiste de Barnett à contrecourant de la stratégie et de la communication du Groupe. L'objectif de cet investissement est-il en rapport avec la volonté d'aller vers un mix plus axé sur le gaz ?

Le programme de cession de 10 Mds\$ d'ici 2017 est en passe d'être atteint en 2016. Selon les élus, ces cessions ne comprennent pas que des actifs non stratégiques, notamment la cession de 20% des champs gaziers de Laggan. De plus des cessions sont envisagées en 2017 portant sur des actifs dits non stratégiques. **Quels sont les critères permettant de classer un actif dans la catégorie non stratégique ? Est-ce que ces « actifs non-stratégiques » seraient ceux à vendre dans les années à venir en cas de besoin pour maintenir à la fois les investissements prévus et le niveau du dividende ?**

Concernant la baisse des dépenses opérationnelles, les élus soulignent des objectifs ambitieux, impliquant la participation de l'ensemble du personnel, encadrés par le programme 4C&D. **Néanmoins, pour diviser par 2 les OPEX entre 2014 et 2018 (10 à 5 \$/b), quels sont les garde-fous mis en place pour assurer le maintien des standards de qualité et de sécurité ?**

Concernant la sécurité les montants qui lui sont consacrés sont en baisse depuis 2012, le budget en hausse pour 2015 est pourtant loin d'avoir été réalisé. **Est-ce vraiment compatible avec les opérations à hauts risques menées par le groupe ? La fiabilité des critères participant au TRIR basé uniquement sur les atteintes aux personnes est contestable : 770 000 anomalies ont été remontées et celles-ci devraient être prises en compte. Le suivi des signaux faibles serait un atout supplémentaire en termes de prévention. En outre, le lien entre TRIR et rémunération fait courir le risque par non-déclaration d'une minimisation des événements liés à la sécurité.**

Les objectifs de réduction des coûts ont été dépassés et en conséquence la Direction prévoit de poursuivre et même d'augmenter la tendance. Les élus s'interrogent d'autant que le poids des opérations dans les économies à réaliser se renforce. Comment éviter des réductions déraisonnables des coûts sans prendre des risques pour la sécurité des personnes et installations ? Le coût zéro n'existe pas et on ne peut demander les mêmes économies à un bureau d'études et sur le coût d'un forage. Sur ce point, les élus apprécient la philosophie « bottom-up » du projet, qui implique les collaborateurs. **Ils alertent cependant sur les méthodes de diffusion des best practices identifiées qui sont plus « top down » et nécessitent un accompagnement du changement.**

Concernant les effectifs :

Pas de plan de départ annoncé : nous saluons la volonté de maintenir les compétences en interne durant cette phase délicate. Néanmoins la problématique du vieillissement des effectifs est posée. Même si cela peut permettre de passer le cap en ne remplacement pas les départs à la retraite nombreux durant les prochaines années, plusieurs questions se posent.

Quelles conséquences si des décisions politiques amenaient un allongement de la durée des cotisations et donc reculeraient l'âge des départs en retraite ? Les nombreux départs posent aussi les questions du renouvellement des compétences et du passage de relais. Nous insistons sur la nécessité d'un renforcement des actions de GPEC, de la reprise des embauches sans tarder et de prévoir la formation ad hoc dans les années à venir.