

Les « utilities », ou comment se faire confisquer durablement la valeur créée

Par

Christophe Moret

Vice President, Estin & Co

La flambée des cours de toutes les énergies (pétrole, gaz, électricité), même si elle est régie selon les cas par différentes situations de marché (demande de la Chine et de l'Inde, affirmation des intérêts russes, besoins de réinvestissements des électriciens en Europe), rend tout achat d'entreprise dans le domaine extraordinairement onéreux.

D'une part parce qu'il y a peu de cibles (du fait de la consolidation croissante des acteurs), d'autre part parce que la hausse des énergies rend les énergéticiens (acheteurs) riches et prêts à investir à des niveaux de prix élevés.

Les surenchères récentes sur Endesa par E.On, les prix envisagés en 2005 pour le rachat de Scottish Power par le même E.On, la hausse du cours d'EDF depuis sa mise en bourse, tout démontre que les investisseurs voient dans les électriciens et gaziers des Eldorado de la valeur.

Les « utilities »¹ profitent de cette aspiration. Les quelques rares Stadtwerke allemandes² encore à acheter (pour tout ou partie) le sont à des prix vertigineux.

Cet enthousiasme est-il justifié dans le long terme ?

Peu de croissance ...

Un placement intéressant, de façon simplifiée, présente des perspectives de croissance importantes (du chiffre d'affaires et/ou du résultat) qui doivent générer une augmentation substantielle des cash-flows futurs.

Or la demande électrique en Europe ne devrait pas dépasser 3% par an dans les années à venir, et sera probablement inférieure sous les effets combinés de la MDE³ encouragée et subventionnée par les gouvernements européens et d'une dé-industrialisation partielle de l'Europe. La consommation gazière domestique augmentera de l'ordre de 2 à 5% par an, à condition que les prix n'augmentent pas trop, auquel cas l'élasticité de la demande réduira cette croissance. Quant à la consommation d'eau à usage domestique, elle ne devrait pas évoluer de façon significative.

Peu de croissance sous-jacente, donc.

La croissance par acquisitions reste possible, mais est chère, et ne présente de fait que peu de potentiel d'amélioration de rentabilité. Il y a peu de synergies à mettre sous le même management deux réseaux de distribution disjoints (d'une ville à l'autre) ou deux électriciens intégrés interconnectés pour une fraction faible (typiquement moins de 5%) de leur puissance utilisée moyenne. Les acquisitions ne créent que peu de valeur au-delà de leur prix d'achat actuel, très élevé.

¹ Des sociétés telles Suez ou Veolia : production, distribution et vente d'électricité, transport, distribution et vente de gaz, chauffage urbain, mais aussi régies d'eau, gestion des ordures ménagères et services énergétiques

² Responsables de la distribution et de la vente d'électricité et de gaz dans leur agglomération, mais aussi de la gestion de l'eau, des ordures ménagères, voire des transports publics, des piscines ou de parkings

³ Maîtrise de la Demande d'Electricité (ou d'Energie), Demand Supply Management en anglais

... mais des perspectives de rentabilité

L'amélioration de la rentabilité est par contre possible, en particulier lorsque les prix d'énergie flambent, les acteurs tendant typiquement à augmenter plus les prix finaux que leurs coûts ne croissent.

Même sans un tel effet d'aubaine, une politique de prix différenciée (si elle n'est pas bridée par l'imposition de tarifs) permet d'améliorer sensiblement les résultats. A la sortie d'une période de monopole (national en France, régional en Espagne ou local en Allemagne) et en fonction de l'environnement concurrentiel, les prix peuvent varier d'un segment à l'autre quasiment du simple au double, avec une moyenne souvent au-dessus de celle du tarif historique (de façon moindre dans les pays où ce dernier était très élevé, comme l'Allemagne). Une telle approche prend en compte les sensibilités des clients au prix et à différents aspects de l'offre, les coûts liés à un client (énergie, acheminement, commercialisation) et la compétitivité des concurrents sur un segment de client donné (un nouvel entrant aura des coûts nettement plus élevés pour démarcher un client de masse, mais comparables pour servir un grand client industriel).

Une gestion plus avisée des investissements (en production et en acheminement) permet également une amélioration sensible de la rentabilité. Il s'agit en particulier d'éviter de la sur-qualité. Dans les réseaux en particulier, la tendance a été dans les dernières décennies du siècle passé, par manque de connaissance de la relation entre investissements et niveau de fiabilité, d'investir excessivement (maillage du réseau, doublement ou triplement des postes intermédiaires et des équipements au sein de ceux-ci, etc ...). Il est possible aujourd'hui, par l'utilisation de statistiques et de benchmarks, de corréliser le niveau de qualité souhaité (souvent imposé par le régulateur) et les infrastructures nécessaires. Ainsi en Allemagne, on ne remplace, voire ne maintient, plus aujourd'hui certaines installations ou parties du réseau électrique, sans implication négative aucune sur le niveau de qualité, ni à court ni à long terme.

Enfin, une amélioration de la rentabilité par productivité accrue est également possible, en particulier dans des activités comme les réseaux, où les politiques de maintenance préventive lourde étaient la règle (changement systématique d'éléments d'infrastructure) sans qu'il soit possible de les justifier objectivement. Aujourd'hui les abaques sont mieux connus, les impacts éventuels d'une mise hors service de tel ou tel type de matériel dans telle ou telle configuration de réseau également, ce qui permet de définir avec précision si et à quel moment un renouvellement de matériel est utile. Des économies considérables sont ainsi possibles.

L'obligation de partager les gains

Le problème est que, de fait, les « utilities » n'opèrent pas dans un environnement libre de toute influence politique. Elles sont proches des pouvoirs publics : elles agissent dans le cadre d'une Délégation de Service Public (eau, ordures, etc ...), sont un employeur communal très significatif, gèrent une partie significative de l'infrastructure de la ville, etc ...

Les grands électriciens et gaziers intégrés définissent pour partie par leurs prix finaux l'attractivité industrielle de leur région ou pays.

La régulation, plus contraignante à mesure que les marchés énergétiques sont plus libéralisés, impose également des contraintes lourdes, en particulier et de façon croissante sur les réseaux d'acheminement et leurs tarifs d'accès, revus (à la baisse) selon les pays tous les trois ou cinq ans.

Cette situation met les « utilities » en position défavorable tant sur les prix que les coûts.

Plafonnement et contrôle des prix

Les prix sont surveillés. Sans forcément arriver à une situation aussi marquée que celle de la France (où, pour l'électricité, il est proposé que même les clients ayant opté pour des prix libres puissent se « raccrocher » aux tarifs), les pouvoirs publics dans tous les pays surveillent des prix qui sont considérés, à tort ou à raison, comme politiquement sensibles.

Il est donc hors de question de faire passer des hausses de prix sans concertation avec les autorités concernées (locales, régionales ou nationales). En France, le Ministère accepte ou non les hausses de tarif proposées par EDF et GdF. En Espagne, la situation est proche de celle de la France, avec des tarifs (bas) définis par l'Etat, et l'essentiel des clients (y compris certains très grands) bénéficiant encore de ces tarifs. En Allemagne, le chancelier Schröder avait convoqué les responsables d'E.ON et RWE en automne 2004, alors que les prix de gros malgré des niveaux élevés étaient orientés à la hausse, pour leur signifier l'inquiétude du gouvernement et son intention d'intervenir au cas où les prix continueraient de croître. Il en est résulté une pause marquée dans la hausse des prix ... Seul le Royaume-Uni fait exception, la liberté des prix finaux étant là-bas quasi totale.

Cette situation est encore plus marquée dans les pays récents membres de l'Union Européenne : les prix du chauffage urbain dans les PECO et les pays baltes sont fixés par les autorités, souvent sans indexation sur le prix du combustible utilisé, ce qui a créé de sérieux problèmes aux opérateurs lors de la dernière hausse des prix du gaz ...

Quant à l'eau, elle est également devenue, en France comme en Angleterre ou ailleurs, un produit politiquement sensible, dont le prix est sous haute surveillance ...

Une politique de prix agressive n'est pas politiquement acceptable.

Et il est hors de question de mettre en péril des emplois en augmentant les prix aux grands industriels électro-intensifs (aluminium, chimie du chlore, papier, etc ...). Dans tous les pays, il existe des accords, plus ou moins transparents et publics, qui visent à favoriser l'installation ou le maintien de ces industriels au niveau national. Il faut servir ces clients, même à marge nette nulle ou négative.

La création de valeur par une politique de prix avisée est ... difficile.

Récupération de la productivité

Et les efforts de productivité ? Dans les activités régulées (acheminement), ils sont pris en compte dans les prochains tarifs, et ne vont à l'actionnaire que temporairement. Il s'agit de courir plus vite que le régulateur, et de faire baisser ses coûts plus vite qu'il ne fait descendre le tarif. C'est une entreprise ardue, et qui le devient toujours plus à mesure que la productivité est réalisée.

Dans les activités au moins partiellement dérégulées, on retrouve la problématique du prix : si les coûts baissent significativement et la marge augmente d'autant, les pouvoirs publics voudront qu'à minima les gains soient partagés avec les clients, ou qu'ils compensent la hausse des énergies primaires.

Dans tous les cas le client profitera nettement plus que l'« utility » des efforts de cette dernière.

D'autres énergéticiens n'ont pas ce problème

Un pétrolier (ou un gazier amont) n'a pas ce problème : même si son produit est vital pour un pays, il n'est pas, dans aucun pays d'Europe, responsable unique ou prépondérant de l'approvisionnement en produits finis. Les produits sont stockables et transportables aisément, les marchés sont profonds et fluides ...

Cette liberté se traduit dans la valeur : depuis 10 ans un actionnaire de Total qui aurait réinvesti systématiquement ses dividendes dans l'entreprise a gagné 19% par an sur sa mise⁴, 16% pour British Gas, 13% pour Exxon et 12% pour BP (sans parler des 26% de Petrobras).

Par opposition, les électriciens purs ne paraissent guère attractifs : 6% pour Duke (un des trois grands électriciens américains avec Edison (10%)) ou, pire, 3% pour Enel.

Les « utilities » sont intermédiaires : 10% pour Suez, 12% pour Endesa et RWE, soit la moyenne de la Bourse sur cette période.

⁴ TSR (Total shareholder return), c'est-à-dire gains en capitaux, dividendes, obtention d'actions gratuites ou à prix minoré, etc ...

Sans contraintes, les « utilities » auraient sans doute des rendements financiers de 20 à 50% supérieurs. Il vaut parfois mieux être client qu'actionnaire ...

Septembre 2006

Estin & Co est un cabinet international de conseil en stratégie basé à Paris, Londres, Genève et Shanghai. Le cabinet assiste les directions générales de grands groupes européens et nord-américains dans leurs stratégies de croissance, ainsi que les fonds de private equity dans l'analyse et la valorisation de leurs investissements.