



CHANGER L'ENERGIE ENSEMBLE

**Transcription de la Conférence Analystes
du 30 juillet 2010**

Henri PROGLIO

Mesdames et Messieurs, bonjour. Merci de votre présence. C'est un plaisir de vous retrouver ce matin pour la présentation des comptes du premier semestre 2010.

Je suis ici avec Thomas PIQUEMAL, qui va vous expliquer le détail de l'évolution des comptes au cours du premier semestre, et avec toute l'équipe dirigeante d'EDF qui est là devant moi, et est évidemment, tout à fait disposée à répondre à toutes vos questions.

Au cours de ce semestre, le Groupe a continué son développement dans un contexte compliqué, je dirais relativement difficile et marqué par les difficultés conjoncturelles du monde qui nous entoure.

Sur le plan économique, en Europe, la croissance a été faible et le redressement du volume de l'électricité vendue au cours de ce semestre, puisque le rebond se dessine un petit peu avec une consommation d'électricité qui augmente en France de 4,9 %, de 3,7 % en Allemagne et de 1,5 % au Royaume-Uni, résulte à la fois d'un climat particulièrement rigoureux et d'un rebond relatif de la consommation industrielle – quand je dis relatif, c'est qu'effectivement, on n'assiste pas à un envol considérable mais à un redressement après une période de récession assez forte.

C'est également le cas de l'autre côté de l'Atlantique, sur un marché énergétique qui reste toutefois difficile en raison de l'évolution des prix, marquée par la crise économique d'une part, mais aussi les évolutions à la baisse du prix du gaz liée au *shale gas*, donc au gaz non conventionnel, qui aujourd'hui marque comme vous le savez les évolutions des prix dans ce domaine.

Et au niveau économique, la dégradation des finances publiques dans un contexte de marché financier perturbé conduit les États à adopter des plans d'économies budgétaires qu'il est parfois excessif d'appeler de rigueur, mais qui se développent sur l'ensemble des pays et notamment en Europe avec l'introduction également de taxes spécifiques, dont les taxes nucléaires qui ont marqué le paysage allemand au cours des derniers mois, nous y reviendrons tout à l'heure. Le lien entre la taxe et l'extension des durées de vie des centrales, tout particulièrement en Allemagne, est au centre des débats pour EnBW, filiale d'EDF à 50 %, ainsi qu'évidemment pour tous ses concurrents.

En ce qui concerne la régulation plus spécifiquement, les discussions en Grande-Bretagne se déploient sur l'étude d'un *carbon floor*, c'est-à-dire d'un prix minimum du CO₂, avec le nouveau gouvernement britannique qui a marqué de façon très claire son souhait de développer le nouveau nucléaire, cela a été récemment confirmé lors de nos discussions. D'ailleurs, Vincent de RIVAZ, qui est parmi nous aujourd'hui, aura l'occasion si vous lui posez des questions, de vous dire comment évolue notre situation en Grande-Bretagne. Nous sommes en tout cas en situation d'être très soutenus par les pouvoirs publics dans ce domaine-là. Les discussions sur les conditions économiques du développement du nouveau nucléaire continuent comme il se doit. Elles auront évidemment une forte importance pour notre Groupe, comme vous l'imaginez.

En France, bien sûr, c'est le contexte de la loi NOME qui concentre beaucoup d'attention. J'aurai l'occasion là aussi de vous le redire, c'est un projet qui nous était particulièrement défavorable, qui avait été imaginé au départ. Il a été au terme d'une longue période de discussions avec les pouvoirs publics d'une part, et le Parlement d'autre part, amené à être

assez largement amendé, ce qui fait qu'aujourd'hui, le projet, tel qu'il se présente, est quand même beaucoup plus acceptable pour EDF. Evidemment, les conversations et les discussions continuent jusqu'à l'approbation définitive de la loi qui devrait intervenir au deuxième semestre, puisque comme vous le savez, les discussions parlementaires doivent reprendre dès le mois de septembre, notamment au Sénat.

Pierre LEDERER, qui est ici, vous fera un point sur ce sujet.

Dans ce contexte agité, le Groupe a poursuivi son développement en France et en dehors des frontières, ce qui explique l'évolution d'un chiffre d'affaires en hausse de 7,7 %, en raison à la fois d'un effet de périmètre, comme on vous le rappellera tout à l'heure, mais aussi en raison d'une croissance organique non négligeable. Le Groupe poursuit ses investissements opérationnels dans son parc de production et ses réseaux, notamment en France et bien sûr dans le reste du monde. Les investissements opérationnels augmentent de 8 % à 6 milliards d'euros au premier semestre de 2010.

Le Groupe a renforcé ses positions en dehors de France, à la fois en Belgique au travers de SPE, puisque c'est la première consolidation de cette entreprise au titre du premier semestre 2010, mais également au travers de développements nouveaux, notamment en Russie, avec l'accord sur South Stream, avec l'ensemble des accords passés avec Gazprom en particulier, et ENI ; et bien sûr, dans l'ensemble de la zone où nous agissons, c'est-à-dire l'ensemble des pays européens y compris l'Europe centrale, de même qu'aux États-Unis et en Chine où notre position est maintenant très fortement établie. Hervé MACHENAUD pourra le rappeler tout à l'heure, il a lui personnellement été impliqué dans ce développement depuis plus de dix ans et nous sommes les partenaires des Chinois depuis 25 ans dans le développement du nucléaire

au travers des accords de coopération et de partenariat qui, initialement conclus avec CGNPC, ont été renouvelés et étendus pour une période de 50 ans au cours des trois derniers mois.

Voilà ce que je voulais dire pour le contexte général. Les résultats récurrents du premier semestre sont conformes à nos objectifs, légèrement meilleurs puisque l'EBITDA, hors prolongation du dispositif TaRTAM, progresse de 3,8 % et que le ratio d'endettement financier sur EBITDA reste stable à 2,5. Ces éléments nous permettent, mais on va les voir évidemment avec beaucoup plus de détails, de confirmer nos objectifs financiers pour 2010.

Nous avons été amenés à constater une provision d'environ 1 milliard d'euros au titre de notre investissement américain, Thomas va y revenir précisément et donc, je ne commenterai pas plus longtemps ce sujet non récurrent qui impacte bien entendu le résultat de l'exercice du premier semestre de 2010, mais on va y revenir dans quelques minutes.

Pour les mois qui viennent, les priorités sont, bien entendu, d'abord la performance industrielle du Groupe à tous les niveaux et à commencer par la production. Hervé MACHENAUD vous fera un point sur cette situation. Il reviendra sur la performance du parc qui est importante, notamment sur le parc français et qui s'inscrit dans une rupture par rapport à la détérioration progressive de la disponibilité au cours des années précédentes. La phase de reconquête est désormais en marche. Il reviendra également sur le sujet de la nouvelle centrale nucléaire de Flamanville et sur les enseignements qu'il est possible d'en tirer à ce jour.

Le deuxième enjeu, comme je vous le disais, c'est aussi évidemment le contexte français, le processus législatif engagé sur la loi Nome qui va être poursuivi jusqu'à l'automne et qui est

une phase importante pour nous en termes de résultats, dont Pierre LEDERER vous donnera également une vision dans quelques instants.

Et puis évidemment, la vision stratégique du Groupe à moyen terme – il est évident qu'elle est en partie conditionnée par les points précédents – qui s'inscrit dans une logique définie par le Groupe dans ses perspectives de développement. Nous aurons l'occasion d'y revenir d'ailleurs au tout début de l'année 2011, puisque nous vous réunirons pour vous donner une vision plus précise de ce que sont nos objectifs chiffrés au cours des années qui viennent. Elle s'inscrit également dans le cadre général qui a été commenté au cours des derniers jours sur la filière nucléaire, mais nous aurons probablement l'occasion de le commenter plus avant.

Avant de céder la parole à Thomas PIQUEMAL, je cite les quelques chiffres essentiels du premier semestre, le chiffre d'affaires est de 37,5 milliards d'euros, en hausse de 7,7 %, l'EBITDA progresse de 4,4 %, à 10,4 milliards d'euros. La croissance organique hors prolongation du TaRTAM au titre de la loi du 7 juin 2010 s'établit à 3,8 %, c'est le chiffre que vous voyez à droite.

Le résultat net part du Groupe : 1,7 milliard contre 3,1 milliards d'euros, mais les chiffres sont un peu faussés par les éléments non récurrents de l'exercice pour un montant de 1,3 milliard d'euros lié notamment à la provision pour risque sur notre investissement aux États-Unis, là aussi, on vous en donnera les éléments d'explication très précis dans quelques minutes.

Hors ces éléments non récurrents, le résultat net courant du premier semestre progresse de 1,5 % à près de 3 milliards d'euros. L'endettement financier reste stable en valeur relative à 2,5 fois l'EBITDA, un montant de 44,1 milliards d'euros. Voilà pour les quelques éléments

chiffrés essentiels et je cède tout de suite la parole à Thomas pour aller plus en détail dans les chiffres du premier semestre.

Thomas PIQUEMAL

Mesdames et Messieurs bonjour, le président Henri PROGLIO vous a donné les principaux chiffres de nos résultats semestriels. Je vais maintenant m'employer à vous les détailler et à vous les expliquer. Je vous donnerai également quelques informations sur certains projets d'évolution de notre portefeuille d'actifs, qu'il s'agisse de l'offre que nous avons reçue sur notre activité de distribution en Grande-Bretagne ou bien d'un projet qui est à l'étude en ce moment d'évolution de notre participation dans RTE au sein même de notre Groupe.

Juste avant de le faire, je vous propose un petit intermède comptable, pour vous dire que lors de ce premier semestre 2010, nous avons utilisé pour la première fois les interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12, j'en avais déjà parlé lors de la publication du chiffre d'affaires trimestriel, qui n'ont pratiquement aucun impact sur nos résultats, à l'exception d'IFRIC 18 qui vient augmenter nos capitaux propres d'1,9 milliard d'euros et l'EBITDA *pro forma* 2009 d'une centaine de millions d'euros. Le deuxième élément, c'est cette fois-ci un élément de présentation, puisque nous avons décidé cette fois-ci d'isoler sur une ligne à part l'impact de ce que nous appelons la volatilité liée à l'application IAS 39, c'est-à-dire la variation nette de juste valeur sur instrument dérivés à l'exception des activités *trading*. Vous le voyez en bas de cette page, cette volatilité est significative : +300 millions premier semestre 2009, +58 millions premier semestre 2010. Il nous a semblé utile de l'analyser séparément en-dessous de l'EBITDA afin de ne pas fausser l'analyse de la performance opérationnelle de notre Groupe.

Or le président Henri PROGLIO l'a dit tout à l'heure, le chiffre d'affaires est de 37,5 milliards d'euros en hausse de 7,7 % par rapport au premier semestre 2009. Bien sûr, au cours de ce premier semestre, nous avons consolidé pour la première fois SPE, 1,3 milliard d'euros de chiffre d'affaires en plus et les activités nucléaires existantes de CENG aux États-Unis pour environ 300 millions. Au-delà de l'effet de change, la croissance organique est significative : +700 millions d'euros de chiffre d'affaires, c'est-à-dire +2,1 %, il s'agit là d'une croissance significative en France, plus significative en France qu'à l'international. Vous le voyez en France, le chiffre d'affaires a progressé de 600 millions, alors qu'à l'international, il progresse de 150 millions d'euros. L'évolution à l'international traduit des variations diverses avec une forte progression en Allemagne et en Italie et en revanche, une baisse du chiffre d'affaires au Royaume-Uni du fait de l'évolution des prix.

L'EBITDA progresse : 10,373 milliards pour ce premier semestre 2010, au-delà des effets de périmètre des effets de change, la croissance organique est de +100 millions d'euros, ce chiffre inclut la charge de prolongation du TaRTAM. Vous le savez, la loi du 7 juin 2010 a prolongé pour six mois supplémentaires, donc sur le deuxième semestre de l'année, ce dispositif transitoire. Nous avons provisionné le coût qu'il représente, coût théorique puisque nous avons fait des hypothèses d'évolution de prix du marché, pour 265 millions d'euros. Cette provision est incluse dans les 111 millions d'euros, vous voyez que retraité de cette provision, l'EBITDA s'élève à 10,638 milliards, c'est-à-dire une progression de 4,4% et de 3,8 % hors prolongation TaRTAM, ce chiffre de 3,8 % se situe dans notre objectif annuel qui est, vous vous en souvenez, de 3 à 5 % de croissance de l'EBITDA sur l'année.

+4,4 % de croissance de l'EBITDA, mais -22 % d'évolution de l'EBIT, résultat d'exploitation. Évidemment, ce retrait est principalement lié à la ligne « autres produits et charges d'exploitation », l'avant-dernière ligne sur ce tableau. Vous voyez qu'elle était positive en 2009 : +330, il s'agit là de la plus-value sur les droits d'apport du barrage d'Emosson à Alpiq +330 millions d'euros, alors qu'au premier semestre 2010, nous avons constaté une provision non récurrente sur nos activités américaines pour 1 060 millions d'euros, et c'est bien ce chiffre-là qui vient réduire l'EBIT qui aurait, sinon, été stable, voire progressé légèrement par rapport au premier semestre 2009.

Les raisons de cette provision sont à chercher dans l'évolution des conditions de marché, aux États-Unis, évolution des conditions de marché du prix du gaz et de l'électricité qui sont beaucoup moins favorables à court terme et aussi à long terme, même si à long terme, de nombreux scénarios existent, ce qui est moins favorable, naturellement, c'est la forte volatilité des anticipations qui témoignent là d'un risque accru à la fois sur nos activités existantes, mais aussi sur les projets en développement. Sur les projets en développement, ce qui me permet à l'instant, de confirmer que nous poursuivons les études et de confirmer notre ambition, en vue du développement d'un nouveau réacteur sur le site de Calvert Cliffs, le réacteur Calvert Cliffs 3. Compte tenu de ces risques, et afin de couvrir des risques de perte de valeur sur les actifs CENG, sur l'investissement dans UniStar, ainsi que certains coûts futurs et risques du projet, nous avons constaté une provision d'un montant global de 1 060 millions d'euros, dont l'affectation définitive sera réalisée en fin d'année, au moment de la finalisation de l'allocation du prix d'acquisition de l'opération de 2009 puisque vous le savez, nous avons jusqu'à la fin de l'année pour terminer ces allocations.

Je l'ai dit, compte tenu que cette provision l'EBIT est en retrait de 22 % et le résultat net en retrait de 46,9 %, retraité de cet élément non récurrent, le résultat net progresse de 1,5 % malgré une augmentation de la charge financière, une grande partie de cette augmentation de la charge financière est liée à des actualisations de provision notamment au Royaume-Uni, qui viennent expliquer une grande partie de la variation.

En France, l'EBITDA progresse malgré cette charge de prolongation du TaRTAM : +1,2 % au cours de ce semestre par rapport au premier semestre 2009. L'EBIT est en retrait de 8,3 % parce que c'est en France, sur la ligne des autres produits et charges que nous avons comptabilisé en 2009, la plus-value que j'évoquais à l'instant sur Emission.

Le *cash flow* opérationnel est de 3,7 milliards d'euros, en retrait par rapport au premier semestre 2009 où il s'établissait à 4,6 milliards d'euros. Cette variation s'explique principalement par une différence sur la ligne impôts puisque, au cours du premier semestre 2009, le Groupe avait encaissé un remboursement d'impôts de 700 millions d'euros alors que nous sommes payeur net au cours de ce premier semestre 2010. Vous le voyez aussi sur cette avant-dernière ligne, le montant de nos investissements en France a progressé. Il passe de 3,4 milliards d'euros à 3,7 milliards d'euros, traduisant là l'effort accru, notamment dans le parc nucléaire français, ainsi qu'un investissement de RTE dans des réseaux de la SNCF.

Au cours de ce semestre, nous avons également poursuivi la dotation du fonds de nos actifs dédiés à hauteur de 881 millions d'euros. Je l'ai dit, l'EBITDA progresse au cours de ce semestre (+1,2 %) malgré la charge de prolongation du TaRTAM que vous voyez ici à gauche : 265. Cette progression de l'EBITDA trouve son explication dans l'activité régulée (+ 540 millions d'euros) du fait de trois éléments principaux : l'évolution des tarifs (+ 170 millions d'euros), un

effet climat très favorable au cours de cet hiver en France et enfin un coût plus faible des tempêtes, la France avait connu une tempête qui avait causé de graves dégâts, les intempéries de ce début d'année ayant eu un impact plus faible sur la rentabilité des activités de réseau. Dans le non régulé, malgré la progression de l'EBITDA liée à l'évolution tarifaire, l'EBITDA global est en retrait, du fait d'une augmentation des OPEX et aussi du fait d'une baisse de marge de 180 millions d'euros. Cette baisse de marge s'explique, ici, notamment sur la partie gauche. La partie droite montre – en bas à droite – l'évolution de la consommation et du coup des pertes, des achats de pertes, en France au cours de ce premier semestre. Vous voyez : +5,4 TWh consommés de ce fait-là en France au cours du premier semestre, alors que je reviens à gauche, la production nucléaire en France est en léger retrait, on peut parler de quasi-stabilité, -0,9 TWh par rapport au premier semestre 2009. Hervé MACHENAUD reviendra tout à l'heure en détail sur ces évolutions et je ne vais pas présenter le sujet, évidemment, mais cette augmentation de la consommation et des pertes (+5,4 TWh) non compensées par une quasi-stabilité de la production nucléaire nous a amenés à être acheteur net sur le marché de 9 TWh ; vous le voyez en haut à gauche, et c'est bien ces achats nets réalisés sur le marché au plus mauvais moment qui expliquent une dégradation de la marge brute en France en 2010. Vous l'avez vu tout à l'heure, plus que compensée par la bonne activité des réseaux au cours de ce premier semestre.

Au Royaume-Uni, l'EBITDA est pratiquement stable à 1,6 milliard d'euros, -2,1 % en croissance organique. Je vais y revenir. L'EBIT est en retrait de 13,9 %. Cette baisse est uniquement liée à la ligne qui est juste en-dessous : la volatilité IAS 39 positive en 2009, négative en 2010, retraité de cet élément, l'EBIT serait en très légère progression.

Je l'ai dit, l'EBITDA au Royaume-Uni est pratiquement stable (1,6 milliard d'euros) sur ce premier semestre 2010, malgré une bonne performance liée à un effet volume, à un effet climat mais aussi à de bonnes marges de *supply* au Royaume-Uni, du fait de l'évolution des prix et malgré aussi un impact positif de la cession de Eggborough principalement les certificats de CO₂ dans cette valeur-là enregistrée au cours de ce premier semestre. L'explication de cette stabilité, malgré ces éléments positifs, se trouve principalement dans le coût de l'arrêt fortuit de la centrale de Sizewell qui a représenté environ une perte de 3 TWh et je peux aujourd'hui confirmer que nous nous attendons à un retour de Sizewell sur le réseau au cours de ce troisième trimestre. C'est bien cet arrêt fortuit de Sizewell qui explique, au milieu de la page de gauche, la baisse de 3 TWh de la production nucléaire au Royaume-Uni. L'autre élément peut-être à signaler sur cette page du bilan électrique, c'est – vous le voyez en bas – une baisse de la production du parc thermique fossile du fait de l'évolution très défavorable des *dark spread* sur ce premier semestre, le Groupe ayant préféré acheter sur le marché (vous le voyez en haut) +11 TWh. C'est notamment cet arbitrage-là qui explique une amélioration des marges de *supply* sur ce premier semestre.

En Allemagne, la performance est bonne. J'ai presque envie de dire très bonne, près de 30 % de croissance de l'EBITDA (+ 200 millions d'euros) dont la moitié sont constitués d'une plus-value sur la cession de GESO ou une indemnité sur une résiliation de contrat, l'autre moitié étant de la croissance, de l'activité, notamment grâce à des volumes vendus sur les marchés de gros supérieurs à des capacités de production accrues, ainsi qu'à une bonne performance des réseaux, là aussi au cours de ce premier semestre.

En revanche, en Italie, la performance est en retrait, notamment chez Edison $-13,4\%$ d'évolution de l'EBITDA. Ce chiffre traduit les fortes contractions de marge auxquelles Edison a dû faire face au cours de ce premier semestre. Je parle évidemment de la marge d'électricité, et surtout de la marge dans le gaz, les contrats d'achat d'Edison étant indexés sur le cours du pétrole. Ce sont des achats à long terme, alors que les prix de vente ont connu une baisse, ce qui a donc plus que contracté les marges, notamment au cours du deuxième trimestre. Edison est en phase active de renégociation de ses contrats puisque, évidemment, ces évolutions ne sont absolument pas satisfaisantes.

Dans les autres pays regroupés dans le segment « autre international », la performance est également très bonne. Au-delà des effets de périmètre, puisque vous voyez l'EBITDA a doublé, passant de 300 millions à 600 millions d'euros, du fait de la consolidation pour la première fois de SPE et de CENG, la performance, à périmètre constant, est en progression de 19% . Ce chiffre illustre le bon dynamisme de nos activités en Europe centrale, en Belgique et également la croissance interne liée à la mise en service du site combiné à gaz dont nous détenons 50% aux Pays-Bas.

Dans les autres activités, l'EBITDA est en recul : $-11,5\%$. Vous le voyez en bas à gauche. Ce recul est uniquement lié à la variation des activités de *trading*, dont la marge recule. La contribution à l'EBITDA du Groupe baisse entre le premier semestre 2009 et le premier semestre 2010, passant de 569 millions d'euros à 331 millions d'euros. C'est principalement au cours du deuxième trimestre que la marge réalisée sur nos activités de *trading* s'est dégradée, du fait notamment des inversions de tendance sur les marchés de matières premières et qui

ont touché tous les segments sur lesquels nous intervenons, à l'exception du charbon et, dans une moindre mesure, du fret.

Vous le voyez également en bas à gauche, l'EBITDA progresse dans tous les autres segments et notamment dans le segment des énergies renouvelables chez EDF Énergies nouvelles avec une bonne progression de l'EBITDA sur le semestre.

Les investissements sont en hausse de 7,7 % au cours de ce premier semestre. Il s'agit là des investissements opérationnels, près de 6 milliards d'euros avec trois raisons principales à cette augmentation. Tout d'abord, nous poursuivons notre effort d'investissement dans les réseaux. C'est dans le domaine non régulé en France, c'est-à-dire principalement le programme de remplacement de grosses pièces dans le domaine de la production nucléaire en France, et enfin, dans le domaine des énergies renouvelables, puisque comme je l'ai dit précédemment, EDF Énergies nouvelles a poursuivi son développement au cours de ce semestre.

Compte tenu de cette progression de l'EBITDA de + 4,4 %, compte tenu également de l'avance Exeltium qui est incluse dans la ligne variation de BFR avance de 1,7 milliard d'euros que nous avons perçue au cours de ce premier semestre 2010. Le *cash flow* libre est en progression : +10,5 % à près de 1,9 milliard. *Cash flow* libre positif de 1,9 milliard d'euros : constitution du fonds des actifs dédiés pour 900 millions d'euros, versement en numéraire de dividende pour 1,2 justifiant une dette pratiquement stable par rapport au 31 décembre. Mais du fait des effets de changes défavorables concernant la dette (principalement les effets dollar et livre) notre dette augmente du fait de ces effets de change de 1,4 milliard d'euros sur le semestre par rapport au 31 décembre 2009. C'est la raison principale du fait qu'elle s'établisse désormais au 30 juin à 44,1 milliards d'euros, c'est-à-dire 2,5 fois l'EBITDA, c'est un ratio stable

par rapport au ratio de 2009. Quelques éléments d'appréciation de la structure de notre dette, principalement obligataire, avec une maturité moyenne de 8,2 années, maturité sur laquelle je vais m'arrêter un instant pour signaler deux éléments.

Le premier, c'est qu'il s'agit d'une maturité calculée sur la dette brute et non nette, diminuée des disponibilités. Deuxième élément, c'est que vous le voyez sur ce tableau, entre la maturité moyenne 2009 (7,4 ans qui était d'ailleurs plus faible au premier semestre 2009) et la maturité moyenne au 30 juin, celle-ci a progressé de près de 0,8 point traduisant là l'effort du Groupe dans l'allongement de sa maturité avec des opérations qui avaient été réalisées en début d'année et aussi en avril avec notamment l'émission obligataire de 1,5 milliard d'euros à 20 ans. Du fait de cet allongement de la maturité, et notamment du fait qu'au premier semestre 2009, la maturité était plus courte, le coupon moyen augmente et il passe de 4,4 % à 4,7 % et je terminerai par un mot sur notre niveau de liquidité qui est évidemment extrêmement élevé avec une liquidité nette de près de 20 milliards d'euros.

Tous ces chiffres me permettent de confirmer l'ensemble de nos objectifs pour l'année 2010. Je les rappelle ici : une croissance de l'EBITDA à périmètre change constant, hors IAS 39, hors prolongation du TaRTAM, comme vous le savez, c'est donc la vraie croissance organique de l'EBITDA comprise dans une fourchette de 3 à 5 %. Un ratio de dette financière sur EBITDA compris dans une fourchette de 2,5 à 3, fourchette large. Je me suis déjà exprimé là-dessus lors de l'assemblée générale en disant que mon objectif était d'être plus près du bas que du haut de la fourchette et enfin, un dernier objectif de stabilité du dividende. Tous ces objectifs ne tiennent pas compte de projets sur lesquels nous travaillons actuellement, projets d'évolution de notre portefeuille d'actifs et sur lesquels je vais revenir un instant.

Le premier d'entre eux concerne les réseaux de distribution britanniques puisque nous avons reçu une offre que je qualifierais de très grande qualité. Très grande qualité parce qu'elle émane de Cheung Kong Group, qui est un investisseur reconnu dans le domaine des infrastructures et notamment au Royaume-Uni. De très grande qualité parce qu'elle est ferme, financée, irrévocable et de très grande qualité, de mon point de vue, en matière de valorisation : 6,9 milliards d'euros ou 5,8 milliards de livres, c'est une prime implicite sur la partie régulée de l'activité qui pourrait être cédée de 27 %, un multiple moyen de 8,1 fois l'EBITDA 2010. Ces chiffres, chacun pourra les apprécier. En ce qui me concerne, ils reflètent la très grande qualité de cet actif et le travail considérable et remarquable qui a été réalisé par les équipes d'EDF en Grande-Bretagne et je tenais vraiment avec Vincent ici ce matin à le souligner et leur tirer un grand coup de chapeau.

Cette offre étant de très grande qualité, nous avons consenti à ce consortium une exclusivité pour poursuivre et finaliser nos discussions. Ces discussions portent notamment sur la finalisation du projet industriel et sur l'accord commercial que nous pourrions passer avec ce consortium afin de conserver un certain nombre de coopérations dans les *smart grids*, dans la R&D et j'en passe, notre intention commune est d'envisager le maximum de coopération qu'il nous sera permis de déployer au Royaume-Uni. Une fois que nous aurons terminé ces discussions, cette finalisation de discussions autour de ces projets industriels et de coopération, nous présenterons l'ensemble de ces éléments, l'offre reçue, les projets industriels, le projet de partenariat commercial aux instances représentatives du personnel afin qu'elles puissent nous donner leur avis sur ce projet. Lorsque nous aurons eu cet avis, nous présenterons également le projet à la Commission des Participations et des Transferts

afin, une fois que nous aurons reçu l'ensemble de ces avis, de faire prendre une décision, au Conseil d'administration d'EDF sur une vente ou non de ces réseaux.

Le deuxième projet sur lequel je voulais revenir un instant, très rapidement, c'est celui que nous étudions en ce moment, mais sur lequel nous avons été obligés de communiquer il y a une dizaine de jours du fait d'un certain nombre de rumeurs. Il s'agit d'un projet d'apport la moitié du capital de RTE aux actifs dédiés. C'est un projet qui permet l'optimisation du portefeuille d'actifs dédiés, c'est un projet qui a un impact financièrement positif pour le Groupe EDF. C'est un projet à l'étude, c'est une opération qui nécessite un aménagement du décret de février 2007, un avis du Comité de suivi des engagements nucléaires, qui est un Comité du Conseil d'administration, ainsi naturellement que l'approbation du Conseil. Il me semblait toutefois nécessaire de revenir un tout petit peu sur les raisons qui nous poussent à étudier de façon assez intense ce projet.

Tout d'abord en vous disant que la principale raison, c'est une raison de gestion de nos actifs dédiés. Vous le voyez sur cette page au milieu du cercle, aujourd'hui, 30 juin, le portefeuille d'actifs dédiés est de 12,3 milliards d'euros, principalement des actions, des obligations et un petit peu de monétaire. Vous le savez également, ce portefeuille doit être constitué pour faire face à des charges très lointaines de démantèlement des centrales nucléaires, de stockage, de la gestion des déchets radioactifs à long terme. Dans le cadre du projet de loi NOME, une extension de la dotation de ce portefeuille est prévue. Il nous semble toutefois nécessaire d'inclure des infrastructures dans ce portefeuille d'actifs afin d'en réduire la volatilité. Je crois qu'il n'est pas nécessaire de m'étendre sur ce sujet, compte tenu de la volatilité observée sur

les marchés et du risque que ceci nous fait prendre lorsque nous investissons en actions et en obligations.

Dernier élément sur ce portefeuille d'actifs dédiés, l'impact sur le résultat net du premier semestre de la rentabilité de ce portefeuille est de 0,45 % sur ce semestre. Il s'agit là de l'effet résultat net, pas de la performance du portefeuille qui est supérieure mais une grande partie de cette performance passe dans les capitaux propres. La rentabilité du portefeuille dans notre résultat net, c'est 0,45 %, si je le multiplie par 2 pour avoir une approximation sur l'année, cela fait 0,9 %. Quand on sait que pour le constituer, nous nous endettons parfois à long terme avec des taux qui sont supérieurs à 4,6 % en moyenne, vous voyez que si on s'endette à 4,6 % pour que cela rapporte 0,9 %, la marge de transformation est plutôt critiquable. C'est la raison pour laquelle le fait d'inclure RTE dans les actifs dédiés, une partie du capital, est favorable sur notre résultat net. Je passe rapidement sur RTE, sur ces principales caractéristiques ; il nous semble que c'est un actif de choix pour améliorer l'efficacité du portefeuille par sa caractéristique d'infrastructure, par le fait que nous le connaissons bien, mais aussi par le fait que la loi prévoit une indépendance de gestion et ceci permet aussi d'en justifier la mise d'une partie de son capital dans les fonds dédiés.

S'agissant des impacts financiers, j'ai dit qu'ils seraient positifs, je vais en citer deux par la simple réallocation de ces 50 % au sein de notre portefeuille. Nous évitons un endettement de 2,3 milliards d'euros en retenant par hypothèse la valeur nette comptable de RTE au 30 juin 2010, donc nous n'avons pas besoin de nous endetter, nous réduisons mécaniquement notre dette économique en faisant cela. Deuxième effet positif, c'est ce que j'évoquais en matière de marge de transformation ou plutôt de perte de transformation, perte évitée puisque nous

conservons 100 % nets de RTE. Ceci a un effet tout de même positif de près de 2 % sur notre résultat net, évidemment théoriquement en base annuelle et en retenant comme rentabilité celle que j'évoquais tout à l'heure sur notre portefeuille. Tout ceci sans remettre en cause le modèle intégré du Groupe auquel évidemment, vous le savez, nous sommes très attachés.

J'en ai fini avec les résultats et les projets d'évolution du portefeuille et je passe maintenant la parole à Pierre qui va faire un point d'étape sur l'évolution de la réglementation en France.

Merci.

Pierre LEDERER

Oui, bonjour, sur l'état d'avancement du projet de loi NOME sur lequel Henri PROGLIO a déjà dit quelques mots, je crois qu'on peut rappeler, comme vous le savez, que ce projet de loi a été adopté en première lecture, qu'il a été examiné en commission du Sénat le 7 juillet, l'adoption de la loi NOME étant prévue à l'automne. L'objectif de mise en œuvre du gouvernement est clairement la mise en œuvre de cette réforme début 2011, ce qui suppose l'adoption d'un certain nombre de textes d'application. Ces textes d'application sont des décrets pris en Conseil d'État, des décrets, des arrêtés, les principaux, il y a ici sur les transparents une toute petite erreur, le premier item qui est mentionné sera un arrêté. Vous comprenez bien qu'il y a un certain nombre de textes. Les textes essentiels sont bien sûr ceux qui porteront sur les modalités de calcul du prix de l'ARENH, les conditions d'estimation de notification du volume maximal d'accès qui sera déterminé au cours du temps et leurs conditions d'attribution aux différents fournisseurs alternatifs, ainsi que les modalités plus précises de la clause dite « de complément de prix ».

En quelques mots, on peut rappeler les caractéristiques principales de cette nouvelle organisation des marchés : l'ARENH qui a remplacé l'accès régulé à la base, donc l'accès régulé au nucléaire historique permettra à nos concurrents d'avoir accès à l'électricité nucléaire produite par le parc historique d'EDF avec un plafond de 100 TWh + à partir de l'horizon 2013 les pertes des gestionnaires de réseau, donc on pourrait aller jusqu'à 120 TWh peut-être un peu plus de TWh en fonction des règles précises qui seront déterminées notamment pour l'accès des gestionnaires de réseaux aux pertes. Notons que si les gestionnaires de réseau étaient traités comme des clients, c'est-à-dire ont accès à l'électricité de base par leurs besoins de pertes, on arriverait effectivement à ces 120 TWh grosso modo qui sont mentionnés ici.

Dès l'entrée en vigueur de la loi, il n'y aura plus de TaRTAM et donc les 80 TWh en gros de clients alimentés par nos concurrents ou par nous-mêmes qui bénéficient aujourd'hui de ce tarif un peu particulier seront les premiers bénéficiaires sans doute du fonctionnement post loi NOME et il y aura donc une activité relativement soutenue sur ce marché. La suppression des tarifs journée verts qui sont les tarifs destinés aux entreprises et collectivités locales pour environ 115 TWh en 2009 est prévue comme vous le savez en 2015 avec d'ici 2015, la convergence progressive vers un système à la fois basé sur un empilement des différents composantes des tarifs, donc coût de production, coût d'acheminement, coûts commerciaux, etc. Les tarifs bleus, tarifs destinés aux clients inférieurs à 36 kV, donc les clients résidentiels et les petits professionnels, pour environ 175 TWh, seront comme vous le savez maintenus sur la durée de la loi et il est prévu d'organiser d'ici 2015 la convergence des tarifs vers l'ARENH, c'est-à-dire plus précisément la convergence de la recette implicite du ruban tarifaire vers le prix de l'ARENH au plus tard en 2015.

Et puis enfin des dispositions qui ont été notamment tirées du rapport confié aux parlementaires Sido et Poignant touchant aux questions de pointe, qui ne sont pas toujours correctement valorisées par les marchés. C'est l'introduction pour l'ensemble des fournisseurs d'obligations de pouvoir attester de la disposition de capacité de production ou d'effacement qui seront échangeables aux fournisseurs, ce qui permettra de partager le coût de sécurisation du système électrique français qui est un coût porté aujourd'hui pour l'essentiel par l'opérateur historique EDF.

Je terminerai sur ce court point d'étape en disant ce qui est un choix sur les paramètres essentiels du fonctionnement disons économique du système. Il y a, comme vous le savez, beaucoup de choses qui devront être précisées dans les décrets que j'ai rappelées tout à l'heure, qui sont, je pense, en cours d'élaboration sur le principe. La valeur initiale du prix de l'accès régulé au nucléaire, la loi dit, prévoit une cohérence entre les factures des clients au TaRTAM et le prix de l'ARENH et donc, vu du point de vue d'EDF, cela veut dire permettre des recettes constantes pour EDF sur ces 80 TWh de clients alimentés au TaRTAM, ce qui comme vous le savez conduit selon nous à un prix de 42 €/MWh. Ensuite, l'évolution de ce prix de l'ARENH sera sans doute précisée par les décrets. Ceci devrait permettre de dissiper toute ambiguïté sur les principes de calcul et les modalités du calcul et enfin, il nous semble que la suite des discussions parlementaires et des décrets d'application devraient permettre de limiter les possibilités d'arbitrage avec la clause de complément de prime et diverses autres dispositions. Je pense m'arrêter là pour ce court rappel sur des choses assez connues et je passe la parole à Hervé MACHENAUD.

Hervé MACHENAUD

Bonjour Mesdames, bonjour Messieurs.

Les enjeux industriels d'EDF, vous les connaissez, je les rappelle rapidement, les cinq principaux enjeux c'est évidemment d'abord de restaurer dans la durée la performance du parc de production et tout le monde pense immédiatement au Kd. C'est évidemment de préparer avec les autorités de sûreté l'extension de la durée de vie des centrales en France mais aussi au Royaume-Uni et c'est bien sûr de terminer et de réussir le chantier de Flamanville et à partir de ce chantier capitaliser sur le retour d'expérience pour la suite du programme du palier EPR.

Mais c'est aussi engager, comme nous y sommes invités et comme, je dirais, c'est l'histoire d'EDF et c'est aussi le bon sens, engager des études en vue de l'élargissement de la gamme des réacteurs nucléaires pour l'avenir pour l'avenir, et bien entendu, tout cela s'appuie sur la réalité industrielle d'EDF, c'est-à-dire sa capacité de maîtrise industrielle, c'est-à-dire sa capacité de maîtrise de ses outils de production et par conséquent par un renouveau et un développement des compétences nucléaires pour assurer cette maîtrise.

Je vais me focaliser un petit peu sur le premier et le troisième aspects, le premier et le troisième, parce que, comme on vous l'avait annoncé, un certain nombre d'audits et d'évaluation ont été engagés qui permettent aujourd'hui de donner des éléments sur un diagnostic et des perspectives sur, d'une part la production et son évolution et d'autre part sur le projet de Flamanville.

Donc la production nucléaire, pour 2010, comme l'a dit Thomas tout à l'heure, devrait être en progression par rapport à 2009, autour de 15 à 25 TWh, et comme vous voyez, ce qui est

important de noter, c'est l'évolution au cours de l'année. L'année, dans le prolongement d'un mauvais deuxième semestre 2009, porte les conséquences d'un certain nombre d'avaries génériques, et donc on est dans une situation au début de l'année, de sous-production d'à peu près 6,3 % par rapport à janvier 2009. Au fur et à mesure du premier semestre, cette tendance s'améliore puisqu'on est à la fin du mois de juin à -0,4 % et qu'on est à la fin du mois de juillet à -0,2 % et que l'on vise, pour la fin de l'année, au contraire, une position entre +4 et +6 %, et donc il s'agit d'un redressement progressif. C'est ce que Thomas indiquait tout à l'heure.

Cette production est directement liée au Kd, au coefficient de disponibilité qui lui-même est directement lié aux jours d'arrêt des centrales nucléaires. Et donc, ce qui explique la baisse de production par rapport au premier semestre 2010, vous l'avez ici, c'est que le nombre de jours d'arrêt du premier semestre 2010 est plus important que le nombre de jours d'arrêt du premier semestre 2009. Cela dit, en y regardant de plus près, on y voit des signes encourageants d'amélioration et de meilleure maîtrise, d'abord parce que le nombre de jours d'arrêt programmés, la partie en bleu foncé, est supérieure en 2010, parce qu'il y a plus d'arrêts programmés au premier semestre 2010 qu'au premier semestre 2009 et par conséquent il y en aura moins au deuxième semestre. Et puis, dans les arrêts, la prolongation d'arrêt, qui est un élément d'appréciation de la valeur, de la maîtrise industrielle, vous voyez, est sensiblement inférieure au premier semestre 2010 qu'au deuxième semestre 2009 et à peu près la moitié de ces arrêts sont liés à deux éléments très importants qui sont l'impossibilité de redémarrer Bugey 3, les autorités de sûreté ayant souhaité qu'on ne redémarre pas Bugey 3 tant qu'on n'aura pas fait l'échange des générateurs de vapeur, donc cela relève là aussi des avaries génériques, et donc les trois avaries principales qui sont sur Paluel, un palier turbine,

sur la première visite décennale de 30 ans de Fessenheim et le non redémarrage de Bugey rentrent pour à peu près 50 % dans ces prolongations. Donc, globalement, la tendance, est donc à une sensible amélioration de la maîtrise de ces arrêts et bien entendu, le risque qui reste aujourd'hui, c'est celui sur les avaries génériques et je reviendrai sur cela un peu plus tard. Au-delà des jours d'arrêt, la conséquence sur le Kd est pratiquement directe. Donc vous voyez que le pourcentage d'arrêt programmé est plus important ce semestre et les prolongations d'arrêt, si on enlève celles liées à Fessenheim et Bugey sont du même ordre que celles du premier semestre 2009. Évidemment, le problème est celui qui est lié aux avaries génériques accidentelles, fortuites, ce sont les incidents que nous avons eus sur les alternateurs et sur les transformateurs, dont je montrerai tout à l'heure qu'on espère arriver à une meilleure maîtrise très rapidement.

Principalement, ce qu'on peut retenir, c'est qu'on a encore aujourd'hui, au premier semestre, l'inertie des difficultés d'avaries génériques, mais qu'on est dans une situation de meilleure maîtrise des arrêts de tranche et donc de la durée des arrêts.

Sur la production, on a effectivement, les conséquences directes de ce que je viens de dire, donc le coefficient de disponibilité par rapport au semestre précédent est en recul de 4,2 points soit 10 TWh dont 8,5 liés aux avaries génériques, et 2,5 liés à l'augmentation des arrêts programmés pendant cette période. En revanche, le coefficient d'utilisation, le Ku est sensiblement meilleur de 4,3 points, soit 9,5 TWh liés essentiellement à l'amélioration de la situation sociale et donc à l'absence de mouvements sociaux, donc une amélioration de 9,5 TWh, le solde entre 10,6 et 9,5, ce sont les 0,9 TWh de différence dont on parlait tout à l'heure.

Les objectifs pour la production annuelle sont entre 405 et 415 TWh, autour de 410, avec comme objectif de disponibilité un coefficient de disponibilité entre 78,5 et 79,5 lié évidemment au risque résiduel d'aléas d'avaries génériques sur les transformateurs, les alternateurs et les générateurs de vapeur.

Mais, je voudrais terminer sur une note positive, parce qu'il me semble que cette trajectoire est sensiblement mieux sécurisée. En effet, le principal risque résiduel, c'est celui des avaries génériques. Or aujourd'hui, sur les 25 stators d'alternateurs qui étaient considérés comme à risque, à la fin de l'année 2010, il n'en restera que 4 à réaliser en 2011, et sur ces 4 stators à réparer ou à changer, 3 ont été inspectés et on a la bonne assurance qu'il n'y aura pas d'accident sur ces trois stators.

En ce qui concerne les générateurs de vapeur (GV) sur les 28 GV considérés comme à risque, 20 auront été – enfin tripléte de GV, ensemble de GV pour une tranche nucléaire, 20 sur 28 auront été changés à la fin de l'année 2010 et donc il en restera 8 à changer entre 2011 et 2015. Une analyse est évidemment en cours, exhaustive sur l'ensemble des gros composants pour vérifier quels sont ceux qui justifient un traitement anticipé pour éviter ce genre de situations dans lesquelles on se trouve en face d'avaries génériques que l'on n'a pas vu venir l'analyse est commencée et à la fin du prochain trimestre, on devrait en avoir les résultats.

Sur ce transparent, vous avez aussi un autre élément de la sécurisation, c'est le nombre de tranches à recoupler au réseau d'ici la fin de l'année par rapport à l'année dernière et donc, à la fin de ce mois, il y en a 26 à recoupler, dont 3 seront recouplés dès le début août. Donc, à la fin du mois de septembre, il y en aura 12 par rapport à 21, c'est-à-dire 9 de moins, ce qui donne évidemment un élément de sécurité par rapport au risque de prolongation des arrêts.

Aujourd'hui, à l'heure où je parle, il y a 42 tranches en fonctionnement normal et 8 en arrêt programmé. Il y a donc 8 tranches qui sont en arrêt soit de prolongation soit en arrêt fortuit, et à la fin de ce week-end, il devrait n'en rester que 2 et par conséquent, on devrait être dans la situation où, à la fin du week-end, à part deux tranches, une à Tricastin et une à Cruas, l'ensemble des tranches prévues pour être en fonctionnement le seront.

En conclusion, il me semble que l'on peut dire qu'il y a sensiblement moins de risques d'aléas, moins de risque de prolongation d'arrêt de tranches, pour les raisons qui viennent d'être dites, et globalement une meilleure maîtrise de la production du parc.

Quelques mots sur le projet EPR dont on vous avait annoncé aussi qu'un certain nombre d'analyses et d'audits avaient été engagés sur la réalisation, sur son pilotage et sur le contrôle commande, et le résultat de ces audits, l'état des lieux nous conduit à annoncer un objectif de production commercialisable réactualisé en 2014 et un coût de reconstruction réestimé de l'ordre de 5 milliards d'euros.

Il est nécessaire de prendre en compte, et on reviendra sur ce sujet, que Flamanville est non seulement une première, une tête de série, mais également intervient – et cela c'est un phénomène nouveau dans l'histoire d'EDF, après une interruption de 20 ans sans engagement de centrale nucléaire, ce qui, évidemment, a affaibli à la fois le tissu industriel et la maîtrise industrielle que nous sommes en train d'essayer de reconstituer. Cela dit, l'état des lieux dont je vous parle est un état des lieux qui a été fait d'une façon approfondie et sérieuse et un certain nombre d'éléments très positifs et significatifs ont été franchis qui, probablement, comportaient la plus grande quantité de risque. On a eu de sérieux problèmes sur la galerie de rejet et finalement, elle est maintenant achevée. De très grosses difficultés sur le ferrailage et

sur le soudage du *liner*, ceci est pratiquement derrière nous et on est aujourd'hui au stade du démarrage des montages électronucléaires avec un très bon avancement de la salle des machines, et par ailleurs, les résultats des audits concernant le contrôle commande nous laissent raisonnablement optimistes sur la faisabilité dans les délais et dans des conditions normales de ce contrôle commande pour l'EPR. C'était, comme vous le savez, un sujet d'inquiétude.

L'élément important, c'est aussi une réorganisation de façon à assurer un meilleur pilotage et une meilleure maîtrise du projet, de façon qui a été engagée dès le début du deuxième trimestre 2010 et qui est pratiquement en place aujourd'hui.

Les conséquences pour la suite du programme, pour la suite du palier, eh bien, on considère qu'un grand nombre d'éléments précisément grâce à l'organisation d'un projet avec l'engagement du retour d'expérience, dans un modèle industriel qui est celui d'EDF, avec la capitalisation sur ce retour d'expérience, un grand nombre des difficultés qui sont rencontrées, ne se renouvelleront pas et déjà l'exemple de Taishan le montre. Les éléments principaux, c'est évidemment toute la partie génie civil, l'amélioration du procédé de fixation et de soudage du *liner*, évidemment la réutilisation d'un grand nombre des études et des spécifications techniques à la fois pour le béton et pour les équipements, et l'amélioration des techniques en particulier des techniques utilisées pour le génie civil. On considère qu'aujourd'hui, dans l'évaluation qui est faite, par rapport à Flamanville, dans un projet à venir, les délais de construction pourraient être réduits d'à peu près 14 mois. Déjà, le retour d'expérience de Flamanville 3 est utilisé de façon absolument directe et en continu à Taishan en Chine et vous voyez un exemple sur la pose du béton et la fixation et le soudage du *liner*, les

gains qui sont réalisés. Bien entendu, ce n'est pas le seul fait de l'expérience, c'est aussi la capacité industrielle, mais c'est un élément évidemment très important et qui sera utilisé sur les autres projets. De la même manière, on peut dire que, pour les projets britanniques et éventuellement italiens, l'ensemble de l'acquis de l'expérience de Flamanville pourra être réutilisé directement et aura donc un effet bénéfique à la fois sur les délais et sur les coûts. C'est, au fond, la perception de cette maîtrise industrielle retrouvée ou en tout cas en cours d'être retrouvée dont je voudrais vous laisser la perception sur ces images. Merci.

Excusez-moi, il manque une slide importante que j'avais sautée, qui est l'illustration de l'effet tête de série que je vous ai annoncé tout à l'heure. Vous voyez dans l'histoire du programme d'EDF, à chaque fois qu'on a réalisé un palier, on a étudié le palier suivant, c'est ce que nous proposons de faire et quand on a réalisé la tête de série du palier suivant, il y a toujours eu une situation d'apprentissage, une situation d'acquisition de la maîtrise et avec des coûts qui sont sensiblement plus élevés que pour le reste de la série. Et donc là, vous avez pour les têtes de série de chacun des paliers, le coût de la première paire de tranches par rapport au coût de la moyenne des tranches suivantes et vous voyez que cette différence va de 11 % pour le 900 MW à 17 % pour le 1 300 MW et à 23 % pour le N4.

Henri PROGLIO

Merci infiniment Hervé. On va bien sûr d'abord répondre à vos questions. Je voudrais en quelques mots résumer les huit mois depuis mon arrivée à la tête de ce Groupe qui ont été émaillés évidemment d'énormément de sujets à traiter.

Le premier a été de consacrer les premiers instants à la constitution d'une équipe qui est d'ailleurs assez largement devant vous aujourd'hui, puisque vous avez entendu à la fois Pierre LEDERER et Thomas PIQUEMAL et qu'ici, au premier rang, figurent les principaux membres, enfin la plupart des membres du Comité exécutif, y compris Jean-Louis MATHIAS bien sûr, Daniel CAMUS, et puis Vincent de RIVAZ que j'ai le plaisir de retrouver ici, qui est désormais membre du Comité exécutif et qui est le patron des activités britanniques, dont Thomas parlait tout à l'heure.

Donc, constitution d'une équipe avec un état d'esprit rénové et ambitieux qui aujourd'hui est complètement opérationnelle. Nous nous sommes attaqués à beaucoup de sujets urgents, d'abord le sujet de la réglementation et de la loi NOME comme vous l'avez compris, qui était évidemment un sujet très important pour le Groupe et qui ne sera bouclé qu'à la fin de l'année lorsque non seulement le vote de la loi sera intervenu mais que la signature des décrets aura été réalisée. Nous ne nous réjouissons éventuellement qu'après, d'avoir réussi à redresser, ce qui était au départ un sujet de grande préoccupation pour notre Groupe. J'ajoute à cela qu'une partie importante était de stabiliser le cadre réglementaire. Je vous ai parlé tout à l'heure de la Grande-Bretagne, les négociations sont en cours. On a parlé de la loi NOME. Je voudrais préciser aussi, pour mettre un terme à cette incertitude éventuelle que je vous confirme qu'aucune taxe nucléaire n'interviendra en France. J'ai reçu, à la suite d'une note que je lui avais adressée, une réponse écrite du ministre d'État au cours des derniers jours, me confirmant qu'il n'y aura effectivement aucune taxe nucléaire frappant la production d'énergie électrique dans ce pays.

Les efforts ont également porté, comme vous l'avez compris au travers de l'exposé d'Hervé MACHENAUD, sur le redressement des performances industrielles de la filière nucléaire et en particulier des capacités de production du parc. C'est un sujet extrêmement important, sur lequel nous avons pris des engagements forts et qui seront tenus. Les points d'inflexion sont déjà passés et donc, j'ai tout à fait confiance dans le fait que nous saurons très rapidement confirmer notre capacité à améliorer progressivement les performances des outils existants, dans un avenir très proche, et donc au cours des trois ou quatre années qui viennent.

Nous avons également une grande ambition de continuer le développement du Groupe, notamment dans la filière nucléaire et il est clair que, dans ce domaine-là, le développement du nucléaire partout dans le monde est un sujet qui ne peut que susciter l'enthousiasme du Groupe EDF et sa détermination y jouera un rôle important, considérant le formidable atout que constituent notre retour d'expérience et notre grande histoire dans le domaine du nucléaire.

Bien entendu, ça implique une très grande coopération avec les acteurs principaux, qu'ils soient français ou étrangers d'ailleurs, d'où la nécessité à renforcer les synergies, à faire converger les efforts et à construire des convergences d'intérêt, les déclarations récentes des autorités françaises à cet égard, et du président de la République lui-même, vont dans ce sens. Je m'en réjouis. Nous aurons sans doute l'occasion d'y revenir dans l'avenir. De la même manière, nous construisons jour après jour notre coopération avec les grands acteurs internationaux dans le domaine particulier du nucléaire. C'est la raison pour laquelle nous avons bâti des accords de coopération avec les acteurs, qu'il s'agisse des Chinois auprès desquels nous travaillons depuis maintenant 25 ans, et avec lesquels nous avons, comme je le

disais, prolongé nos accords, renforcé nos accords de coopération pour une longue période puisque nous avons signé pour 50 ans une extension de nos accords avec CGNPC d'une part et CNNC de l'autre – les deux grands acteurs nucléaires chinois – et sous l'égide, bien entendu des autorités compétentes, de la même manière que nous avons signé des accords de coopération avec nos homologues russes et nous entendons continuer à être un acteur important du domaine international, en étroite coopération avec les entreprises françaises de ce secteur, et dans le respect du rôle de chef de file qui nous a été confié.

Mais le nucléaire n'est pas exclusif. Nous avons également renforcé considérablement notre ambition dans le domaine des grands secteurs d'activités que sont l'hydraulique, le thermique et les énergies renouvelables, et nous aurons à cet égard l'occasion de revenir sur ces sujets et sur ces développements. Et puis, nous avons bien entendu renforcé les ambitions du Groupe dans ses deux autres grands secteurs de compétence et d'expertise, d'une part les réseaux, et nous avons signé des accords là aussi de coopération pour la gestion ou la participation à la gestion d'un réseau dans le domaine international, notamment russe, mais aussi l'aval du cycle, c'est-à-dire l'expertise en matière d'optimisation, en matière de commerce, en matière de *trading*, que pilote avec une grande efficacité Pierre LEDERER et qui sont une des grandes expertises du Groupe que nous allons développer à l'international. Tous ces sujets seront abordés au cours de la réunion que nous entendons construire avec vous au début de l'année 2011, pour forger ensemble l'image plus précise de ce que sera le Groupe EDF dans la période des cinq à dix ans qui viennent.

Je ne voudrais pas passer sous silence le très gros effort que nous faisons dans le domaine des Ressources Humaines, car l'un des enjeux essentiels auxquels est confronté le Groupe, c'est

bien entendu le fait de disposer, malgré la pyramide des âges qui nous amène à contempler avec lucidité le renouvellement nécessaire des équipes et des compétences, puisque la moitié de l'effectif, notamment dans le nucléaire, doit partir à la retraite dans les cinq ans qui viennent. Cet enjeu, nous l'avons saisi avec beaucoup de détermination et nous avons développé une action décisive et très importante dans le domaine de la création et du développement des compétences. C'est un sujet auquel Jean-Louis MATHIAS et Marianne LAIGNEAU qui est ici présente accordent une grande partie de leur énergie, et c'est un sujet tout à fait essentiel pour le Groupe.

Voilà ce que je voulais dire en quelques mots et puis je crois que le mieux est de vous laisser la parole.

John HONORÉ

John HONORÉ, Société Générale. Bonjour monsieur le Président, j'ai une première question en fait qui s'adresserait plutôt à Thomas : dans tout ce qui est impôts et taxes, est-ce qu'on a l'impact de l'arrêt de la taxe professionnelle ? Est-ce que vous pourriez revenir juste sur ce sujet, savoir si c'était positif ou négatif à la fin ? Sur 2011, j'avais une double question en fait : suite à la loi Nome, qu'est-ce que vous pensez, vous, perdre comme part de marché auprès des fournisseurs alternatifs ? Quelle est votre vision de ça, dans un premier temps, et puis est-ce que vous avez regardé l'impact de l'arrêt de Georges Besse sur vos comptes puisque vous allez récupérer l'électricité qui était vendue à cette usine à AREVA. Puisqu'on parle d'AREVA, je suppose que vous n'avez pas forcément envie d'aller toujours en Finlande, mais qu'est-ce que vous allez faire, pas dans cette galère, mais, c'est quoi, vous prenez 15 % du capital, vous

achetez les mines, vous prenez 30 % ? C'est quoi votre vision ? Est-ce que vous pourriez juste préciser, à savoir quel est le montant maximal que vous seriez prêts à accorder pour une entrée au capital d'AREVA ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

On commence par la taxe professionnelle. La suppression de la taxe professionnelle qui a été remplacée par un autre dispositif a un impact nul, voire marginal, je dirais plutôt nul sur nos comptes.

En ce qui concerne les autres questions, je ne suis pas certain d'être le mieux placé pour répondre, notamment sur l'effet part de marché sur Nome, je ne sais pas si Pierre veut dire un mot ou si on parle de GB I ou bien d'AREVA, c'est comme vous le souhaitez.

Henri PROGLIO

On fait une réponse globale et unique à l'ensemble des questions. Sur Nome, notre ambition, j'ai eu l'occasion de le dire à plusieurs reprises, n'est pas de perdre des parts de marché, bien entendu. Notre ambition, c'était simplement de définir des règles du jeu qui nous permettent de ne pas être contraints de céder notre production à un niveau de prix qui soit inférieur à nos coûts de revient. C'est vers ça que convergent tous nos efforts dans la discussion du projet de loi. En supposant cette ambition, qui n'est quand même qu'une ambition légitime, si je m'en réfère à l'ensemble des entreprises existant dans le monde, si cette ambition est réalisée, après, le sujet, c'est de savoir quelle efficacité nous aurons dans un marché où les règles du jeu seront stabilisées. Dans cette perspective-là, je ne vois aucune raison pour laquelle nous nous

abonnerions à l'idée que nous devons perdre des parts de marché, donc à iso conditions d'exploitation, nous démontrerons que nous sommes les plus compétitifs et que par conséquent nous garderons ou nous accroîtrons nos parts de marché. C'est la seule réponse que je puisse faire à cet égard.

Sur les questions concernant AREVA, il est un peu tôt pour répondre très précisément. Le sujet n'est qu'un sujet industriel et j'allais dire exclusivement un sujet industriel. Au fond, ce que nous défendons, ce que ce Groupe a vocation à défendre, c'est sa compétitivité et sa capacité à construire un projet industriel dans le domaine de l'énergie électrique et du nucléaire en particulier. Pour construire ce projet industriel, il faut bien entendu que toutes les conditions soient réunies pour assurer notre compétitivité et notre efficacité, c'est-à-dire à la fois disposer d'une gamme de produits adaptés aux besoins des clients, ce qui est un élément tout à fait déterminant et naturel et deuxièmement, que l'ensemble des acteurs de la filière aient des intérêts convergents de manière à ce que le résultat ou la construction de cette filière ait des chances de gagner des parts de marché là aussi et de conquérir des positions nouvelles dans le nouveau nucléaire dans le monde, ce qui est au fond le sujet qui nous anime, ce qui est l'ambition qui est la nôtre, ce qui est la démarche que nous avons poursuivie et qui est la seule. Si la question est de savoir quels sont les grands acteurs de la filière, vous le savez sont les grands acteurs de la filière, j'ai l'ambition, et ça a été reconnu par les pouvoirs publics, de faire reconnaître qu'EDF doit avoir un rôle de coordinateur, de *leader* dans ce domaine-là fort de son expérience, fort de sa capacité à avoir construit le parc nucléaire français qui est évidemment la référence mondiale et d'avoir comme atout principal ce formidable retour d'expérience de 40 ans de *design-build* et d'opération dans le domaine du nucléaire qui fait de

nous la référence mondiale. Et puis par ailleurs, de faire en sorte que la coordination avec les autres acteurs du secteur, notamment AREVA, pas exclusivement mais AREVA y tient un rôle important, soit efficace et que nos intérêts soient alignés.

Si ça passe par une participation au capital, nous sommes tout à fait disposés à l'envisager, il est un peu tôt maintenant pour juger de la dimension, de la forme, sachez en tout état de cause que si nous le faisons, nous serons totalement transparents, nous défendrons évidemment les intérêts du groupe EDF et que nous le ferons à des conditions qui préservent les intérêts du Groupe, comme il est naturel que ce soit le cas dans tout investissement et avec l'approbation du Conseil d'administration et de nos actionnaires et dans l'intérêt de tous nos actionnaires bien entendu.

Sur GB I, on a signé comme vous le savez, on ne va pas rentrer dans le détail de Georges Besse I qui est l'usine de Tricastin d'enrichissement, qui a vocation à être remplacée par une nouvelle entité qui doit s'appeler Georges Besse II. Un contrat a été signé par le Groupe en 2007 concernant ce sujet qui prévoyait l'arrêt de cette usine dès fin 2010 et le redémarrage de la nouvelle entité début 2013 avec comme corollaires le fait qu'EDF avait acheté des UTS¹ de manière à tenir pendant la période de fin 2010 à début 2013. Donc on a stocké des UTS et aujourd'hui, on est en situation de respecter le contrat. Donc en principe, on doit récupérer effectivement les deux tranches nucléaires comme prévu. Il se trouve que la construction de la deuxième entité a pris du retard, que nous sommes en discussion à ce sujet puisque AREVA aura du retard dans la construction de sa nouvelle usine et que pour continuer à faire fonctionner l'ancienne, AREVA a besoin de pouvoir avoir une alimentation en électricité à un

¹ UTS : *Unité de Travail de Séparation isotopique*

niveau certes réduit, puisque je pense qu'on pourra récupérer une des deux tranches, les conditions ensuite de mise à disposition de l'une des deux tranches par conséquent est encore ouverte et c'est de ça qu'il s'agit.

Thomas PIQUEMAL

Je vais peut-être prendre une question reçue par e-mail, j'en ai reçu un certain nombre sur le sujet qui porte sur le prix de revient de Flamanville et l'augmentation du coût, est-ce que cela remet en cause l'économie du nouveau nucléaire. Je vais porter deux éléments de réponse à cette question.

Premier élément de réponse, c'est pour dire qu'à 5 milliards d'euros de coût global anticipé, Flamanville reste avec un prix de revient par MWh comparable au thermique, bien sûr avec certaines hypothèses notamment sur le carbone, mais notre analyse, c'est qu'en euros par MWh, Flamanville restera comparable au thermique.

Deuxième élément de réponse que je souhaiterais porter, c'est pour revenir à la slide d'Hervé de tout à l'heure, il ne faut pas déduire du coût de Flamanville le coût du nouveau nucléaire. Je crois que la slide qu'Hervé a commentée tout à l'heure démontre bien que notre ambition c'est de bénéficier d'un effet de série et c'est bien tout l'intérêt de la démarche industrielle que le Président et Hervé ont rappelée à l'instant.

Benjamin LEYRE

Merci beaucoup, bonjour, Benjamin LEYRE de *Exane*, quelques questions s'il-vous-plaît. Premièrement sur RTE et le transfert éventuel de 50 %, est-ce que vous pouvez nous indiquer

dans quelles conditions de valeurs ce transfert serait effectué ? Est-ce que ce serait à la base d'actifs régulés ou à une prime ? Et aussi, est-ce que vous êtes forcés de déconsolider RTE ou bien ce serait un choix de votre part ou un choix du gouvernement ?

Deuxième question, est-ce que vous pouvez revenir un petit peu sur Constellation et est-ce que vous voyez plus de risque d'exercice du *put* par Constellation sur les actifs thermiques de la société ?

Troisième chose, en ce qui concerne l'élaboration de la formule derrière le coût économique complet du nucléaire, est-ce que vous pouvez revenir dans le détail sur la façon dont ce coût sera ou la méthode sera déterminée et notamment est-ce que le régulateur sera amené à approuver cette méthode ou non ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

Sur RTE, comme je l'ai dit tout à l'heure, il s'agit d'un projet qui est à l'étude et vous l'avez peut-être noté, la valeur que j'ai retenue dans cette illustration, c'est la valeur nette comptable. Maintenant à quelle valeur RTE sera-t-il transféré dans les fonds dédiés ? Je dirais que c'est une question marginale compte tenu du fait qu'il reste à 100 % dans le patrimoine du Groupe, importante quand même, même si c'est marginal à la taille de RTE mais importante tout de même puisque évidemment, plus on le valorise, plus ça dote les actifs dédiés mais je dirais que ce n'est pas l'enjeu majeur. L'enjeu majeur, c'est celui de l'allocation d'actifs au sein des fonds dédiés et donc de tout l'intérêt qu'on peut porter à y mettre RTE. Donc pour répondre très précisément à votre question, la valorisation dépendra de l'évaluation

indépendante ou non qu'on pourrait faire, mais je pense que la valeur nette comptable donne déjà une bonne indication de l'effet que ça peut avoir sur notre Groupe.

Deuxième sous-question sur RTE, c'était est-ce que nous sommes contraints de déconsolider ? Est-ce que c'est un choix ? Est-ce que c'est un choix qui nous appartient à nous ou est-ce que c'est un choix qui appartient au gouvernement ? C'est un choix qui appartient par définition au gouvernement, la raison de la déconsolidation serait qu'à l'occasion du transfert d'une partie des titres de RTE par exemple 50 % à l'étude dans les actifs dédiés, compte tenu du poids de cette participation au sein des actifs dédiés, il serait peut-être légitime que l'État souhaite récupérer les deux postes qu'il n'occupait pas aujourd'hui au Conseil de surveillance et c'est ce qui entraînerait mécaniquement la déconsolidation de RTE de nos comptes, même si nous en garderions 100 % des cash-flow, la moitié des cash-flow affectée aux fonds dédiés, la moitié affectée au reste du Groupe.

Quant au *put* Constellation, j'ai aussi eu un certain nombre de questions par e-mail, je tiens à préciser tout de suite que le *put* de Constellation n'est pas dans notre dette. Le 2 milliards figure en engagement hors bilan. Je rappelle le contexte dans lequel ces négociations ont été menées, évidemment, je n'y étais pas, mais le contexte dans lequel elles ont été menées est assez clair, c'était un moment où Constellation avait de vrais problèmes de liquidité et je comprends qu'il n'y en a plus et aujourd'hui, nous sommes dans une relation de partenariat. Constellation a confirmé son souhait de poursuivre le projet de Calvert Cliffs, sa forte volonté de poursuivre le développement de ce projet à nos côtés, son fort attachement au partenariat avec EDF et nous-mêmes, je crois que tout à l'heure, j'ai eu l'occasion aussi de le répéter, nous

avons l'ambition de développer ce projet aux États-Unis et en tout cas, d'en poursuivre le développement et de réunir toutes les conditions en vue de son achèvement.

Quant au coût économique complet, le texte de loi prévoit un certain nombre de phases transitoires et notamment après la première phase, un empilement de coûts qui permettra de justifier la base de calcul de l'ARENH où on est en plein dans les discussions avec le régulateur et on commence à peine d'ailleurs, avec le régulateur et un certain nombre d'intervenants, il est trop tôt aujourd'hui pour dire comment tout ceci devra évoluer et sera fixé, ça fait partie des conversations actuelles.

Emmanuel TURPIN

Bonjour, Emmanuel TURPIN, Morgan Stanley, trois questions s'il-vous-plaît. Pour commencer, une question sur les tarifs, c'est de saison. Pourriez-vous nous donner votre sentiment sur la perspective d'une augmentation de tarif durant le mois d'août ? Certains pensent que la situation économique particulièrement difficile en Europe et en France pourrait remettre en cause cette augmentation. Lors de vos contacts avec les pouvoirs publics récemment, n'avez-vous aucune raison de penser que le gouvernement pourrait faillir à cette tradition estivale ?
Premièrement.

Deuxième question sur les objectifs 2010 : votre *guidance* reste inchangé malgré la redéfinition de l'estimation de production nucléaire avec une fourchette plus étendue, on passe de +20 TWh à entre +15 et +25, au regard du premier semestre, des activités ou des géographies particulières vous ont-elles amené des bonnes surprises ou qu'est-ce qui vous permettrait de compenser éventuellement un moins de production de 5 TWh en année pleine ?

Pour finir, d'une manière plus générale et sur peut-être les deux, trois ans à venir, pourriez-vous nous faire le point sur le programme de *capex* du Groupe en grande masse et éventuellement en séparant France et reste du monde ? Merci.

Henri PROGLIO

Je prends la première question. Comme vous l'imaginez, je ne vais pas répondre à la question bien entendu, si ce n'est vous dire que les traditions méritent d'être respectées, quelles que soient les conjonctures et que par conséquent, nous sommes dans le respect de ces traditions en cours de discussion. Il ne m'appartient pas évidemment d'en décliner le détail et encore moins d'en dire, mais l'avis que j'en ai sur les conclusions qui en seront tirées, mais il appartient donc bien entendu à l'État de définir les tarifs, c'est quelque chose qui est en cours et encore une fois, je ne peux guère commenter au-delà, mais rien d'extravagant ou d'exceptionnel ne devrait aujourd'hui nous inquiéter.

Thomas PIQUEMAL

Sur l'objectif 2010, vous avez fait état d'une évolution de l'anticipation ou en tout cas un élargissement de la fourchette sur la production nucléaire. Ce que je peux dire à ce stade, c'est que nous sommes dans la fourchette, le premier semestre l'a confirmé et je n'ai aucune raison de remettre en cause cette fourchette de croissance organique de 3 – 5 % sur l'année. Évidemment, il y a des plus et il y a des moins, mais au global, on reste bien sur cette tendance et ces anticipations-là, mais je ne suis pas certain d'avoir autre chose en fait à rajouter et je ne vais pas rentrer dans le détail parce qu'il y a des plus et il y a des moins à droite, à gauche.

Sur le programme de *capex*, beaucoup de choses ont été dites, j'ai lu beaucoup de choses ici ou là, vous avez en annexes des slides que nous avons remis aujourd'hui, une analyse des *capex*, je ne sais pas si on peut la projeter. David va le faire. La voilà, une analyse des *capex* sur laquelle je voudrais passer une petite minute. Il s'agit là, ça ne répond pas à votre question tout de suite Emmanuel, il s'agit là des *capex* 2009 : 12,3 milliards d'euros au sein du Groupe en 2009, ce qui me semblait nécessaire de rappeler tout de même, même si ça s'est su évidemment, c'est la décomposition de ces *capex*, d'une part dans le domaine régulé, c'est le bleu foncé, 36 %, d'autre part, dans les autres activités, 64 % au sein desquelles le développement représente 53 % et la maintenance 47 %. L'objectif de cette slide simpliste c'est de montrer que nous avons une faculté à choisir notre rythme de développement et que c'est bien cette faculté-là que nous allons analyser pour déterminer, comme le président Henri Proglio l'a dit tout à l'heure, au cours de l'automne, les travaux sont déjà lancés, mais au cours de l'automne, notre trajectoire à moyen terme, qui dépendra évidemment de tout un certain nombre de facteurs et si nous pouvions vous la donner avant le début de l'année prochaine, nous le ferions, mais comme vous le savez, nous avons encore le projet de loi Nome, la trajectoire de l'ARENH qui sont des éléments clés de définition de cette équation-là et c'est la raison pour laquelle nous serons probablement obligés d'attendre le début de l'année prochaine pour vous faire part de notre vision à moyen terme. Mais je crois qu'il était important de vous rappeler cette structure des *capex* et pour vous dire que c'est à partir de l'année prochaine que nous vous donnerons une vision à moyen terme, sans doute trois ans, trois à cinq ans de notre développement et surtout de notre équilibre et notre équation

économique et des cash-flow. Voilà ce que je pouvais dire à ce stade sur la vision à moyen terme sur les *capex*.

J'en profite pour prendre rapidement une question sur la valeur des réseaux britanniques, puisque quelqu'un a fait le calcul en divisant la valeur d'entreprise, enfin en enlevant la prime et n'arrivait pas à la valeur d'actifs régulés, je rappelle juste qu'il y a dans la valeur globale des actifs non régulés et qu'évidemment, nous avons calculé la prime sur la base d'actifs régulés en enlevant la valeur des actifs non régulés du prix global proposé et cette valeur des actifs non régulés est de l'ordre de 500 millions de livres pour faire vos calculs.

Vincent DE BLIC

Bonjour, Vincent DE BLIC de J.P. MORGAN, trois questions s'il-vous-plaît, mais qui sont assez rapides et simples j'espère.

La première sur la loi NOME, je voulais vérifier un point de la présentation de Monsieur LEDERER, est-ce que vous vous attendez à ce que le mode de calcul et d'évolution de l'ARENH sur les 15 ans du dispositif soit fixé dans les décrets qui seront publiés avant la mise en place de la loi ou est-ce que c'est quelque chose qui pourrait intervenir plus tard ?

Deuxièmement, est-ce que le décalage du démarrage de Flamanville a un impact sur le calendrier de vos projets à l'étranger et en particulier au UK, est-ce que vous seriez prêt à démarrer la construction d'une centrale au UK avant que Flamanville soit finie et enfin, est-ce que vous pourriez revenir sur le BFR qui s'améliore de 700 millions, mais c'est en grande partie grâce à l'avance d'Exeltium, si on la soustrait, il y a une détérioration d'1 milliard, si vous pouvez nous dire les principaux points, ça serait parfait, merci.

Pierre LEDERER

Oui juste sur votre question sur le mode de détermination du prix de l'ARENH, nous nous attendons à ce que les décrets précisent quelque peu l'énumération, la liste des composants qui figure dans le projet de loi, sachant que bien sûr les modalités pratiques de détermination du prix de l'ARENH devront être rodées, notamment la méthode qui sera utilisée pour déterminer les coûts cash et les coûts futurs qui figurent dans la liste du projet de loi. C'est je pense une des raisons qui fait que dans le projet de loi, il y a une période de trois ans pendant laquelle ce sont les ministres qui décident et ensuite, la CRE* aura eu le temps de mettre au point une méthode d'amélioration détaillée. Donc la réponse, c'est une réponse de normands un petit peu, mais c'est moitié/moitié dans les décrets qui préciseront un peu des choses et puis ensuite, la CRE devra roder sa méthode sur les éléments de coûts qui devront lui être communiqués pour constater la partie coûts cash et coût futurs entrant dans la détermination du prix de l'ARENH.

Sur la partie rémunération du capital, on pense que les décrets devront préciser ça.

Henri PROGLIO

Sur le nucléaire britannique, Flamanville n'aura pas d'impact autre que le retour d'expérience, on ne va pas en tirer d'autres conséquences que celles qui consistent à améliorer progressivement, comme le disait Hervé tout à l'heure, l'efficacité économique et industrielle de notre démarrage.

À l'inverse, les négociations entamées, les discussions en cours pilotées par Vincent de RIVAZ avec le gouvernement britannique sur les conditions d'exploitation et sur les conditions

économiques, notamment sur les négociations de plafond de prix du carbone sont des éléments déterminants du contexte dans lequel s'inscrit cette décision. Donc, au fond, ce que je peux confirmer, c'est le support, au sens britannique du terme des pouvoirs publics du nouveau gouvernement à l'égard de ce projet qui nous a été confirmé à plusieurs reprises et donc la détermination qu'a la Grande-Bretagne à mettre en place le développement de son programme et donc de notre programme nucléaire.

Encore une fois, une fois que les conditions économiques seront déterminées, ou simultanément, nous entreprendrons de mettre en œuvre les développements concernés qui ont été déjà assez largement énoncés.

Thomas PIQUEMAL

Pour le BFR, vous avez tout à fait raison, quand on enlève l'effet Excelsium, on constate une dégradation du BFR sur le premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009, deux éléments principaux l'expliquent : tout d'abord, le renversement de tendance sur le *trading*, qui a nécessité des appels de marge accrus et le deuxième élément c'est un effet des provisions sur le TaRTAM, je ne vais peut-être pas trop rentrer dans le détail, mais c'est simplement pour résumer le fait que sur le premier semestre, le coût du TaRTAM a été supérieur à ce qui était anticipé sur le second semestre, donc la variation vient jouer sur le BFR. Juste pour vous donner un chiffre, sur le premier semestre, le coût du TaRTAM est d'environ 400 millions d'euros, qui avaient été provisionnés et donc, c'est la reprise de cette provision et puis la dotation de l'autre qui vient en variation aussi expliquer une dégradation du BFR. Ça c'est pour la partie hors exploitation. Je pense qu'un des éléments à mentionner

c'est sur les activités d'optimisation et de *trading* du fait de ces évolutions de marché au cours du deuxième trimestre.

J'en profite aussi rapidement pour prendre une question par e-mail, une question sur la *guidance* quelle est la base de départ, quel est l'effet des acquisitions et autres ?

Bon, j'avais donné un certain nombre d'éléments là-dessus au premier trimestre qui sont inchangés sur la contribution des acquisitions, environ 400 millions d'euros. Vous avez désormais la base 2009 retraitée de la volatilité IAS 39 aussi retraitée IFRIC 18, donc vous avez une base comparable. Simplement peut-être pour caler un peu les chiffres, je vous dirais que 18 milliards d'euros, c'est 4,3 % de croissance, donc au milieu de la fourchette de 3 à 5 % sur l'année.²

Myriam COHEN

Myriam COHEN, Alpha Value. Je voudrais savoir si on pouvait revenir sur RTE, pourquoi est-ce que vous transférez 50 % et pas plus ? Est-ce que cela améliore l'endettement et pourquoi vous ne faites pas la même chose pour les réseaux de distribution anglais ?

Thomas PIQUEMAL

Plusieurs éléments de réponse, enfin deux principaux. Le premier, c'est que comme je l'ai dit tout à l'heure, notre principal objectif est un objectif de bonne gestion du portefeuille d'actifs

²Complément d'information: la variation de BFR du 31 décembre 2009 au 30 juin 2010 intègre notamment l'effet négatif de la croissance de l'activité sur le BFR et un impact négatif de la CSPE pour 0,5Md€ (la CSPE compense également les coûts de production en Corse et DOM et le tarif de première nécessité)

dédiés, c'est une conversation que nous devons avoir tout d'abord avec le groupe d'experts dont nous recueillons l'avis et d'autre part, le Comité du Conseil d'administration qui se penche sur toutes ces questions-là et il nous semble que mettre 50 % de RTE donne un poids à cette ligne-là acceptable au sein du portefeuille global d'actifs dédiés, c'est la raison pour laquelle nous avons retenu cette hypothèse de travail. Si nous y mettions 100 %, ce serait peut-être un peu beaucoup d'avoir 100 %, c'est-à-dire d'avoir une ligne aussi significative de nos actifs dédiés allouée à RTE, même si en bonne gestion de portefeuille, avoir entre 10 et 20 % d'infrastructure dans un portefeuille aussi long terme n'est pas absurde mais c'est simplement dans l'allocation du risque au sein du portefeuille et c'est la raison pour laquelle nous partons aujourd'hui sur une hypothèse de 50 %, mais à nouveau, tout ceci peut évoluer, il ne s'agit que d'un projet à l'étude.

L'autre raison : pourquoi est-ce qu'on n'a pas mis les réseaux britanniques ? Je vais le dire en reprenant ma terminologie de tout à l'heure : il me semble que RTE est un actif de choix, pas simplement par son profil, la régularité de sa rentabilité que d'autres pourraient avoir mais aussi par le fait qu'il a une gouvernance très particulière, il a une réelle autonomie de gestion, c'est une société dont nous détenons 100 % mais sur laquelle nous n'avons pas de contrôle, on peut le dire comme ça, peu et donc, sa gouvernance propre se prête très bien à ce projet plutôt que l'objectif n'est pas de mettre nos filiales dans les actifs dédiés et en assurer la gestion par ailleurs à la fois opérationnelle et financière. C'est toute la particularité de RTE qui fait l'intérêt de cette opération.

Myriam COHEN

J'ai une autre question, c'est sur les barrages, est-ce que vous pourriez faire le point sur la privatisation, les nouvelles mises en concession des barrages ?

Henri PROGLIO

Faire le point, c'est-à-dire ?

Myriam COHEN

Il y a beaucoup d'articles de presse qui disent qu'il y a une remise en concession de certains barrages actuellement.

Henri PROGLIO

Oui et alors ? Je ne comprends pas la question parce qu'au fond... Comme vous le disiez, ce sont des concessions qui ont un terme, il est naturel qu'au terme de la concession il y ait un appel d'offres. Il est naturel que nous envisagions de gagner ces appels d'offres, c'est tout ce que je peux dire. Le point est vite fait, puisque la réponse sera binaire : on gagne ou on perd, mais notre intention est de gagner.

Thomas PIQUEMAL

Une autre question rapidement avant de passer la parole à Benjamin : est-ce qu'on aura une plus-value sur la vente des réseaux britanniques ? Oui. Je ne donnerai pas le montant précis, puisque ça dépendra premièrement de la décision du Conseil d'administration de faire ou pas

l'opération après avis des instances représentatives du personnel et de la CPT, et puis ça dépendra deuxièmement, si la décision est positive, de la date à laquelle nous ferons cette transaction, mais si nous vendons, la réponse est oui : il y aura une plus-value significative.

Benjamin LEYRE

Effectivement deux questions suivantes s'il-vous-plaît :

Premièrement sur l'Allemagne, quel est votre scénario central sur la taxe nucléaire ? Est-ce qu'il peut y avoir un échange ou à votre avis le scénario central c'est qu'il y ait une taxe sans augmentation de durée de vie liée ?

Et deuxième point, pourquoi est-ce que vous êtes plus optimiste a priori sur les prix d'électricité en Europe qu'aux États-Unis puisque vous passez une provision sur vos actifs américains ?

Et troisième point, où est-ce que vous en êtes sur votre programme de réduction des coûts sur l'ensemble du Groupe ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

Sur la taxe nucléaire allemande, si elle était confirmée, d'après nos premiers calculs, elle aurait un impact très significatif sur la rentabilité d'EnBW puisque les chiffres qui sortent aujourd'hui sont entre 500 et 700 millions, mais les commentaires qui peuvent être faits là-dessus doivent tout d'abord être faits par EnBW ; ils le seront aujourd'hui. Ce que l'on peut en dire simplement, c'est que les conséquences sont évidentes, si cette taxe était confirmée, on ne connaît pas sa déductibilité fiscale éventuelle, on ne connaît pas son lien éventuel avec

l'extension de durée de vie, donc tout ceci est très provisoire. En revanche une certitude, c'est que si elle devait intervenir, elle nous amènerait à nous poser la question au sein des organes de gouvernance d'EnBW de l'adéquation entre le plan de *capex*, le plan de développement et les cash-flow de l'entreprise, c'est une évidence ce que je dis, mais il faut tout de même le rappeler.

Sur les États-Unis, qu'est-ce qui nous rend plus optimiste en Europe qu'aux États-Unis ? Je reviens, parce que je me suis peut-être mal exprimé tout à l'heure à ce moment-là, je reviens sur les raisons de cette provision, je crois que c'est une provision qui s'analyse par rapport aux conditions d'investissement de 2009 et de l'investissement dans Unistar. Le risque est accru et donc quand on regarde les valeurs de ces investissements par rapport à un risque accru, on en conclut qu'il y a une probabilité très forte de devoir déprécier, je l'ai dit, déprécier peut-être les actifs de CENG, déprécier très probablement les actifs d'Unistar dans lesquels on a mis 600 millions de dollars et provisionner également quelques risques et quelques coûts futurs du projet de développement, puisque nous souhaitons poursuivre le développement de Calvert Cliffs. Pour revenir à votre question, je crois donc que la provision n'a rien à voir avec une différence d'anticipation, d'optimisme ou de pessimisme, mais plus avec une appréciation du risque et de la valeur de l'investissement réalisé en 2009 et un peu avant avec Unistar.

Henri PROGLIO

Il nous reste à vous remercier pour votre présence et vous dire notre détermination à mener à bien tous ces programmes. Nous nous reverrons donc au plus tard à l'occasion des prochains

résultats et à l'occasion aussi de la réunion que nous organiserons sur les perspectives à moyen terme du Groupe. Merci beaucoup.