



**29 juillet 2011**

**Henri PROGLIO**

Mesdames et messieurs, chers amis, bonjour. Bienvenue à cette présentation des comptes du premier semestre de 2011 du Groupe EDF. Je vais bien sûr d'abord vous résumer les principaux faits du semestre et puis je reviendrai sur d'autres ambitions à l'horizon de 2020 que j'ai déjà évoquées à l'occasion de l'Assemblée générale de nos actionnaires. Thomas PIQUEMAL vous présentera le détail des chiffres du semestre, ainsi bien sûr que les perspectives de l'année 2011 et, d'une manière plus générale, les évolutions du Groupe prévues jusqu'à l'horizon de 2015.

Commençons par les résultats du semestre. Je ne vous apprendrai rien en vous rappelant qu'ils ont été réalisés dans un contexte assez turbulent qui a été marqué, comme vous le savez, par l'accident de Fukushima et qui a posé avec acuité au niveau mondial le problème du choix des politiques énergétiques et du mix énergétique dans chaque pays, mais nous aurons l'occasion d'y revenir.

D'autres événements majeurs ont marqué notre secteur, notamment en France, mais aussi plus généralement en Europe, et je vous propose par conséquent de faire un point sur tout cela.

D'abord, la performance du premier semestre peut être considérée comme très positive malgré le contexte troublé. Le premier point de satisfaction, c'est l'amélioration de nos résultats et cette amélioration provient, comme vous le voyez, essentiellement de l'opérationnel. Une croissance organique de 6,2 % de l'EBITDA, de près de 40 % de l'EBIT. Cette amélioration se trouve bien sûr dans la forte croissance du résultat net qui pour la part du

Groupe se trouve multiplié par plus de 2 (2,4 exactement), mais surtout celle du résultat net courant, en hausse de 12,5 %.

Un autre sujet mérite d'être souligné, nous avons retrouvé des marges de manœuvre du fait de l'amélioration de la dette financière nette et de l'abaissement du ratio dette nette sur EBITDA qui, aujourd'hui, est de l'ordre de 2, la dette étant couverte par deux années d'EBITDA, ce qui fait du bilan d'EDF l'un des bilans les plus solides du secteur. Nous avons d'ailleurs été la seule entreprise du secteur dont la notation a été relevée par Standard & Poor's à AA-, distinction notamment due au rôle que joue EDF dans le secteur nucléaire qui, comme vous le savez, est stratégique pour notre économie ce que nous avons rappelé lundi à l'occasion de la mise en place avec AREVA du Comité stratégique de la filière nucléaire.

Vous le voyez, contexte troublé, mais résultats très solides. Ces événements ne nous ont pas détournés de notre ligne stratégique ni de nos projets prioritaires – preuve en est avec les faits marquants de ce premier semestre de l'exercice 2011.

Parmi ces faits marquants, d'abord, l'amélioration de la performance opérationnelle. C'était notre première priorité. Elle était le préalable à toute ambition stratégique du Groupe. Notre objectif de croissance a été atteint avec une excellente performance de la production nucléaire, qu'il s'agisse de la France avec 7,7 % de croissance de la production ou du Royaume-Uni avec près de 25 %. Il est vrai que l'exercice précédent avait été marqué par l'arrêt d'une de nos centrales au Royaume-Uni. Mais la performance du parc nucléaire, que cela soit en France ou en Grande-Bretagne, aura ce semestre atteint des records. Je vous rappelle par ailleurs que la Grande-Bretagne vient de confirmer le 18 juillet dernier, c'est-à-dire la semaine dernière, ses choix énergétiques en faveur du nucléaire par un vote très important à la Chambre des

Communes. En ce qui concerne la France, le niveau de production nucléaire a franchi au mois de janvier un palier à 43,9 TWh qui n'a jamais été atteint dans l'histoire d'EDF. Nous avons également su tenir nos objectifs, notamment grâce à un très faible nombre d'arrêts fortuits – en baisse de 371 jours sur le semestre. C'est le résultat d'un gros effort d'investissement de maintenance, en particulier pour le remplacement de gros composants qui d'ailleurs – et vous le savez – est en train de s'accélérer.

Ainsi, la performance nucléaire, significativement supérieure à l'année précédente et même supérieure à nos attentes, a eu deux effets positifs : le premier c'est de permettre une revue à la hausse de nos objectifs annuels pour 2011, dans une fourchette de 411 à 418 TWh au lieu des 408 à 415 qui avaient été initialement prévus et d'autre part, de compenser des conditions climatiques fortement dégradées qui ont impacté la production hydraulique. Vous savez que cette année, le manque de neige et de chutes d'eau a provoqué une baisse du niveau d'eau dans les barrages de l'ordre de 35 %. À l'excellente performance du parc nucléaire français et britannique s'ajoute une amélioration très sensible de la qualité de réseau de distribution, avec un temps de coupure moyen en baisse de 16 minutes par rapport à 2010, ce qui est là aussi un paramètre extrêmement significatif. Ces quelques éléments vous montrent les progrès très notables qui ont été réalisés dans l'opérationnel.

L'annonce, la semaine dernière, du nouveau calendrier de construction du réacteur de Flamanville va dans le sens de la remise à plat, de la transparence dans nos « process », et s'inscrit dans la logique d'un partage de l'information totalement transparent.

Le premier semestre 2011 a été marqué par deux faits majeurs : d'abord le renforcement de notre position dans le secteur des énergies renouvelables avec la décision de lancer une offre

sur EDF Énergies Nouvelles. Nous détenons aujourd'hui 97 % du capital d'EDF EN. Nous avons lancé à la mi-juillet une offre publique de retrait pour les actions résiduelles et à l'issue de ce processus, EDF détiendra la totalité du capital d'Énergies Nouvelles.

L'autre fait marquant concerne la décision sur le prix de l'ARENH qui, comme vous le savez, a été fixé à 42 euros au 1<sup>er</sup> janvier 2012. Au passage, je vous signale que la loi Nome est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet et que dans ce cadre, la CRE évoque d'ores-et-déjà une demande de nos concurrents de 61 TWh sur une période de 12 mois. Je vous rappelle que le montant maximal devant être cédé par EDF est de 100 TWh. J'en déduis donc que ceux qui affirmaient que le prix de l'ARENH ne leur permettrait pas de se fournir dans des conditions avantageuses semblent finalement y trouver leur compte. Semestre actif par conséquent, solide, avec des décisions engageantes et positives pour EDF qui nous permettent de réaffirmer nos ambitions de croissance organique. Une stratégie réaffirmée : priorité à la croissance rentable. Cela n'est pas très original, mais c'est en tout cas le sens que nous donnons à la stratégie du Groupe.

Je vous le mentionnais en introduction, ce premier semestre a été marqué par les événements de Fukushima et les réactions contrastées, voire radicales qui ont entraîné certaines décisions des gouvernements européens ou d'ailleurs. Je voudrais préciser que le nucléaire a toute sa place dans le mix énergétique mondial de demain. Ni les États-Unis, ni la Chine, ni la Russie, ni la Grande-Bretagne n'envisagent de se passer du nucléaire, pas plus d'ailleurs que l'Afrique du Sud, ou que l'Inde et beaucoup d'autres pays.

Je rappelais tout à l'heure que le gouvernement britannique avait voté il y a 15 jours à peine la construction de nouvelles centrales nucléaires. La réforme du marché de l'électricité confirme notamment la mise en place des conditions favorables qui permettent l'investissement dans

les énergies décarbonées, à commencer par le nucléaire. Cette décision britannique illustre, s'il le fallait, une autre dimension du développement du mix énergétique que celle qui a été choisie dans un pays proche, à l'est de la France.

La France, pour sa part, a fait le choix du nucléaire et je vous répète ma conviction : le nucléaire est une énergie décarbonée et sûre, à condition qu'on y consacre les investissements nécessaires et qu'on la confie à des opérateurs compétents. Au-delà des performances, nous avons pleinement conscience de notre forte responsabilité d'exploitant bien entendu, rôle qui nous place en première ligne dans le domaine nucléaire, et c'est sans doute le premier enseignement de Fukushima. Vous savez que la culture de sûreté fait partie de l'ADN d'EDF et se traduit par une démarche permanente d'amélioration de la sûreté et de la performance du parc. Il en résulte des investissements importants, nécessaires à la maintenance, à la bonne exploitation des centrales et à la prolongation de leur durée de fonctionnement.

En 2010, en France, nous avons consacré 1,7 milliard d'euros d'investissements à la maintenance et aux investissements liés à l'exploitation des centrales, contre 1,5 milliard en 2009. En 2011, les investissements de maintenance nucléaire en France seront compris entre 1,8 et 2 milliards et monteront entre 3,4 et 4 milliards d'euros en 2015.

Bien entendu, notre ambition ne se limite pas au seul nucléaire. Lors de l'assemblée du 24 mai dernier, j'ai présenté les orientations stratégiques que nous avons définies pour le Groupe. Ces orientations visent à positionner EDF comme un électricien à vocation mondiale, présent sur l'ensemble de ses métiers, avec un objectif : être le leader mondial de l'énergie décarbonée.

À l'horizon 2020, je renouvelle l'ambition d'avoir un parc de production d'électricité à 75 % non émetteur de CO<sub>2</sub>. Pour le nucléaire, bien entendu, nous entendons pérenniser notre

leadership. Pour cela, EDF peut et doit proposer ses compétences pour accompagner les opérateurs et les pays, notamment dans le développement d'un nucléaire plus sûr. Dans les énergies renouvelables, notre engagement est clairement affiché par le rachat d'EDF EN. Nous avons désormais complètement la main pour développer des projets et en tirer des bénéfices à hauteur de nos investissements. Notre engagement dans les énergies renouvelables passera aussi par notre détermination et notre capacité commerciale à gagner demain les appels d'offres sur les concessions hydrauliques en France, mais aussi dans d'autres pays du monde.

Enfin, dans ce mix énergétique, n'ignorons pas le thermique. Le gaz ou le charbon restent des éléments importants du mix énergétique mondial. Il nous appartient d'aider les pays en développant des technologies modernes, respectueuses de l'environnement comme nous allons le faire en Pologne en matière de charbon propre supercritique, en Asie ou en Amérique Latine d'ailleurs, avec des cycles combinés à gaz.

Vous le voyez, notre compétence reconnue au niveau mondial légitime nos ambitions de croissance à condition, bien évidemment, que cette croissance soit profitable. Pour ce faire, nous devons élever nos exigences en matière de retour sur investissement, Thomas y reviendra tout à l'heure. Nous avons revu ces critères pour que tout projet dans lequel investira le Groupe soit fortement créateur de valeur.

Enfin, et toujours dans l'optique d'optimiser la rentabilité de la croissance, nous avons redéfini nos axes de développement. Cela passait d'abord par la clarification de nos partenariats à l'international. Nous avons réussi à dénouer des situations complexes ou parfois contraignantes. Aux États-Unis, comme vous le savez, nous avons mis fin à la menace d'un put exerçable par Constellation qui pouvait nous coûter des milliards de dollars. En Allemagne,

avec la sortie d'EnBW à un moment où le contexte devenait tendu ou défavorable. Cette décision a pu initialement surprendre, mais les choix politiques récents opérés dans ce pays nous donnent aujourd'hui sans doute plutôt raison. Je n'oublie évidemment pas Edison en Italie – comme vous le savez, notre pacte d'actionnaires a été prolongé jusqu'au 15 septembre et nous travaillons avec A2A pour trouver une solution qui puisse conforter la place d'Edison en tant que deuxième électricien italien. Ces situations clarifiées ou en passe de l'être, ainsi que le rachat d'EDF EN nous confèrent désormais la pleine maîtrise de notre stratégie pour aller clairement de l'avant.

Un électricien mondial de référence, une ambition en cohérence avec l'identité du Groupe, cette cohérence est facilitée par le modèle intégré d'EDF. Une intégration verticale de tous les métiers, de l'amont à l'aval, de la conception-construction à l'exploitation et à la gestion des services. Dans l'ensemble de ces domaines, EDF est et doit rester la référence mondiale. Intégration verticale des métiers, mais des architectures ouvertes sur le monde autorisant toutes les formes d'alliance, de contrat, de gestion, en France comme à l'étranger. Un seul mot d'ordre : aller trouver la croissance là où elle se trouve et ce, grâce à notre atout principal : la diversité et la profondeur de nos compétences, en réponse à la diversité des situations et des attentes de nos clients partout dans le monde. Expertise en ingénierie hydraulique, thermique, conception ou exploitation de réseaux, compétences en matière de gestion tarifaire et de commerce, compétences en matière de trading etc.

Rappelons qu'ERDF a signé pour la première fois de son histoire le 17 juin dernier un accord de partenariat avec le distributeur russe d'électricité MRSK, concernant la maintenance et la qualité du réseau de distribution de cette grande région de Russie. C'est un pays dans lequel



nous avons initié des collaborations également avec Gazprom et avec Rosatom dans des domaines complémentaires. Et si notre terrain de jeu domestique est l'Europe, nous comptons aussi nous développer dans des pays sur lesquels nous bénéficions déjà de partenariat historique ou de compétences très fortes, comme en Chine, où nous travaillons depuis 25 ans avec CGNPC, mais aussi aux États-Unis avec EnXco ou en République d'Afrique du Sud.

Notre objectif est de renforcer notre présence dans les pays à forte croissance et dont les besoins en énergie sont considérables. Je ne citerai à titre d'exemple que la Pologne, la Turquie ou le Brésil. Au Brésil en particulier, nous souhaitons être présents et nous avons inauguré en juin dernier la première centrale solaire de l'état de Rio de Janeiro. En résumé, un Groupe chaque jour plus ouvert au monde avec une capacité de production augmentée de 50 % à l'international. Enfin, être un électricien de référence, c'est aussi anticiper l'avenir et se préparer aux enjeux du XXI<sup>e</sup> siècle dans un monde qui devrait faire face aux problèmes majeurs du réchauffement climatique, de la sécurité d'approvisionnement ou du doublement de la demande mondiale d'électricité d'ici 2050. Pour cela, et c'est peut-être l'un des atouts les moins connus de notre Groupe, nous allons continuer à renforcer l'innovation et la R&D qui ont depuis toujours fait la force d'EDF et qui continueront à renforcer notre potentiel en matière technologique dans les années qui viennent. Deux mille ingénieurs et techniciens sont déjà mobilisés pour développer la capacité du Groupe à anticiper l'ensemble de ces métiers. Le vieillissement des matériaux, le captage et le stockage de CO<sub>2</sub>, le photovoltaïque, l'éolien offshore, le solaire à concentration, les hydroliennes constituent autant de domaines présentant un important potentiel de développement dans lesquels nous entendons nous développer. Les efforts de recherche portent également sur les réseaux et la consommation

maîtrisée pour faire de l'électricité, l'énergie de la ville durable. Je citerai le développement des systèmes électriques intelligents dont le compteur Linky, compteur communiquant expérimenté avec succès par ERDF est un exemple. Le développement des bâtiments sobres en énergie à prix raisonnable (des bâtiments dit intelligents), les usages innovants de l'électricité pour le transport, pour le confort ou pour l'industrie. C'est la raison pour laquelle, nous avons inauguré un nouveau centre de R&D du Groupe à Pékin qui sera dédié au captage du CO<sub>2</sub> et aux smart grids – deux secteurs qui représentent un enjeu considérable pour la Chine qui est engagée, comme vous le savez, dans un grand défi de ville durable. Anticiper l'avenir, c'est aussi pour EDF, garantir le maintien des compétences au sein de l'entreprise, alors qu'environ la moitié des effectifs de la production, l'ingénierie et la distribution vont partir à la retraite dans les cinq ans qui viennent. Nous sommes tous totalement mobilisés pour relever ce défi majeur et faire en sorte qu'EDF soit non seulement capable de remplacer ces compétences, de les renouveler, mais aussi de les développer pour faire face à la croissance qu'elle envisage de construire. Je vous ai en quelques mots brièvement résumé ce semestre riche en événements et en avancées pour notre Groupe. En 18 mois de présence avec l'équipe qui m'entoure, nous avons résolu quatre enjeux majeurs à moyen terme pour le Groupe. D'abord la performance opérationnelle, je l'ai rappelé tout à l'heure avec l'augmentation de la production nucléaire en France et en Grande-Bretagne en particulier. La défense de nos intérêts dans le cadre de la mise en place de la loi Nome et d'une manière générale, la défense de nos intérêts partout dans le monde, la gestion des partenariats à l'international et enfin, le désendettement du Groupe.

Je pourrais aussi mentionner la décision de l'Autorité de Sûreté Nucléaire de prolonger de 10 ans la durée de fonctionnement de la centrale de Fessenheim. Cette décision bien sûr indépendante des audits de sûreté qui doivent être menés à la suite de Fukushima, reflète s'il le fallait la qualité du travail réalisé par EDF en termes de maintenance et de sûreté, ce que d'aucuns tentent, sans succès, de minimiser.

En 18 mois, notre Groupe a gagné en force et en cohérence. Sur toutes ces priorités nous avons fait mieux que nos attentes, j'espère même mieux que vos attentes, même si, je le regrette, ces événements ne sont pas tellement reflétés dans notre cours de Bourse.

Sur le long terme, nous avons annoncé en mai dernier vouloir porter à 200 GW de capacité installée d'ici 2020. Je voudrais juste dire deux mots sur cette ambition. Être un électricien de référence en 2020, c'est bénéficier d'un mix énergétique compétitif et diversifié, avec des projets qui nous permettent d'avoir cette ambition de 200 GW de capacité brute qui représentent une augmentation de 30 % par rapport à aujourd'hui. Nous l'avons dit, le mix de 2020 du groupe EDF sera composé à environ 50 % de nucléaire, 25 % de thermique, 25 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables, impliquant un développement ambitieux de ces formes d'énergie.

Le Groupe disposera ainsi d'un parc à 75% non émetteur de carbone et à 50 % implanté à l'international, ce qui signifie que les trois quarts des nouvelles capacités seront, bien entendu, construites hors de France. Ces développements seront basés sur de nouvelles formes d'ingénierie contractuelle qui ne nous obligeront pas à détenir 100 % des actifs et qui iront de l'assistance à maîtrise d'ouvrage à la gestion pour compte de tiers, sous forme de concession ou d'affermage, aux investissements de type « IPP » ou encore à des participations

significatives, mais qui pourraient être minoritaires. Nous pourrions ainsi limiter notre exposition aux risques, tout en assumant et en revendiquant la responsabilité des choix industriels et technologiques de notre Groupe. Ces projets de nouvelles capacités vous les connaissez, nous en avons déjà parlé. Les projets en construction représentent d'ores et déjà 8 GW pour le nucléaire d'EPR de Flamanville, les deux EPR de Taishan en Chine. Pour le thermique, les deux centrales à cycles combinés de Blénod et de Martigues et une au Royaume-Uni. D'autres projets sont identifiés pour 34 GW, comme les EPR britanniques. Nous pourrions étudier également un projet de grande hydraulique à l'international sur le modèle de Nam Theun au Laos. Cet exemple de Nam Theun montre d'ailleurs que l'augmentation des capacités installées du Groupe n'implique pas obligatoirement des investissements lourds en capitaux puisque, je le rappelle, nous détenons aujourd'hui 40 % de la société propriétaire de la centrale et que nous en détenons le contrôle industriel. Nous estimons que sur les 40 GW de capacité que le Groupe mettra en service pour atteindre ces 200 GW en 2020, 20 seront des investissements opérationnels pour le Groupe. Il me semblait important de préciser ces éléments et je voudrais maintenant et sans plus attendre passer la parole à Thomas PIQUEMAL. Merci beaucoup.

**Thomas PIQUEMAL**

Mesdames et messieurs, bonjour. Je vais donc maintenant vous détailler et vous expliquer nos résultats sur ce premier semestre 2011. Je confirmerai également nos objectifs pour l'année en cours et je partagerai avec vous nos perspectives à moyen terme et les objectifs que nous nous sommes fixés sur cette période 2011–2015. Mais avant de nous intéresser au présent et

au futur, je vous propose un petit retour en arrière le temps d'une page, juste pour préciser la présentation de notre premier semestre 2010. Conformément à la norme IFRS 5, nous avons reclassé dans les comptes que nous publions au titre de 2010 la contribution d'EnBW en actifs disponibles à la vente, mais dans ces résultats publiés comptablement figure également la contribution d'actifs que nous avons cédés en 2010. Il s'agit des réseaux britanniques et de la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni, contribution que nous avons retraitée, de même que celle de RTE que nous consolidons désormais par mise en équivalence, retraitée de ces résultats du premier semestre 2010, afin de vous proposer une base de comparaison qui permette de bien mesurer la performance opérationnelle d'EDF sur ce premier semestre 2011. Le président Henri PROGLIO vous a donné les principaux chiffres clés, je vous les rappelle ici : le chiffre d'affaires est en hausse, croissance organique de 2,7 % ; l'EBITDA s'établit à 8,616 milliards, c'est-à-dire +6,2 % à périmètre et change constants par rapport au premier semestre 2010 ; le résultat net part du Groupe est multiplié par près de 2,4, à nouveau par rapport à un périmètre comparable. Je vous rappelle que l'année dernière, lors du premier semestre 2010, nous avons enregistré des pertes non récurrentes, pertes de valeur notamment sur nos activités américaines pour près d'1 milliard d'euros. Évidemment, nous n'avons pas cet effet au premier semestre 2011. Retraité des éléments non récurrents, le résultat net courant est en progression significative : +12,5 % à 2,629 milliards d'euros. La dette est inférieure à 30 milliards, est réduite par rapport au chiffre du 31 décembre 2010 – elle s'établit à 29,2 milliards d'euros, c'est-à-dire deux fois l'EBITDA.

Je l'ai dit, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 2,7 %, c'est +870 millions d'euros de chiffre d'affaires grâce à une bonne performance de la France (+650 millions d'euros), une

performance moins marquée à l'étranger (+200 millions), mais cette variation est liée au fait que le chiffre d'affaires au Royaume-Uni est en retrait, du fait de baisse de volumes à très faible marge dans le domaine des clients B2B. L'EBITDA est en croissance de 6,2 %, là aussi porté par la performance en France : +400 millions d'EBITDA sur un total de croissance organique de +500 millions.

À l'international, l'ensemble de nos activités est en progression, à l'exception de l'Italie, je le détaillerai dans un instant. Un EBITDA en progression donc de 6,2 % à 8,616 milliards, des amortissements qui restent à peu près stables par rapport à l'exercice précédent, pas de perte de valeur notamment sur les États-Unis et donc un chiffre d'EBIT de 5,256 milliards, c'est-à-dire près de +40 % par rapport à l'année précédente. Cette progression, la légère amélioration du résultat financier qui baisse de 7,3 %, permet d'avoir une progression très significative du résultat net part du Groupe qui est multiplié par près de 2,4 ainsi qu'une progression du résultat net courant hors éléments non récurrents de 12,5 %.

Les éléments non récurrents, exceptionnels sur ce semestre se compensent. Nous avons tout d'abord un effet très positif qui est la plus-value de cession de notre participation allemande EnBW, plus-value nette d'impôts de 263 millions d'euros. Je rappelle que la réalisation définitive de cette cession est intervenue au mois de février. Face à cette plus-value de 263 millions d'euros, nous avons enregistré une perte de valeur sur Dalkia International, principalement en Italie, dont nous avons en quote-part 50 % consolidés dans nos comptes, pour un montant de 170 millions d'euros ainsi que d'autres éléments exceptionnels qui au global font des éléments non récurrents pour un solde faible de -75 millions d'euros à comparer à -1,3 milliard l'année précédente. J'en profite pour mentionner que dans le chiffre

« autres » de –150 millions d’euros, nous avons comptabilisé –même si nous avons beaucoup de mal à le comprendre et à le justifier –les conséquences de l’arrêté qui a été publié au début du mois de juillet concernant la compensation de nos concurrents au titre du TaRTAM. Nous avons beaucoup de mal à le comprendre et nous espérons avoir des éclaircissements de la part de la CRE lors du second semestre.

La bonne performance de la France, +8,3 % de croissance organique, s’explique principalement par la hausse de la production nucléaire qui a permis de générer 717 millions d’euros d’EBITDA supplémentaires et de compenser la baisse de la production hydraulique, ainsi que l’effet d’un climat plus doux sur ce premier semestre 2011 que lors du premier semestre 2010. L’effet tarifaire, notamment sur le tarif d’acheminement et la part énergie, est positif et nous avons bénéficié également de prix supérieurs sur le marché de gros, dont nous avons pu profiter grâce à la production nucléaire excédentaire.

Les charges opérationnelles sont en progression, de l’ordre de 300 millions d’euros, ce qui reflète les choix faits dès le début 2010 en matière de politique de Ressources humaines et notamment l’accélération des campagnes de recrutement.

Notre façon de voir la croissance de l’EBITDA, c’est de regarder la progression des activités régulées d’une part – qui comprend maintenant principalement ERDF, puisque nous consolidons désormais RTE en mise en équivalence – et le non régulé, c’est-à-dire principalement la production et l’aval en France ; c’est l’optimisation. Vous voyez que dans le domaine régulé, l’EBITDA est en progression de 2,2 %, l’effet tarif d’acheminement compensant la baisse des volumes liée à un climat plus doux au premier semestre 2011 qu’au premier semestre 2010. Dans le domaine non régulé, la progression est tout à fait

significative : 10,8 %. Elle est liée, vous le voyez en bas à gauche, à une augmentation de production nucléaire (+15,5 TWh) qui a permis de compenser la baisse de l'hydraulique, (-7,6 TWh), alors que la demande des clients finals, vous le voyez à droite, était en recul de 18,6 TWh, principalement du fait d'un climat plus doux, qui explique 13 TWh de baisse. Ainsi, nous avons pu vendre davantage sur les marchés et donc profiter de marges supérieures grâce notamment à un effet prix positif. La production nucléaire est en nette amélioration. La progression a été constante tous les mois. Cette courbe d'ailleurs prolonge parfaitement la tendance que nous avons connue au cours de l'année 2010 où nous vous avons dit dès le mois de mai de l'année dernière que le point d'inflexion était franchi. Vous voyez, mois par mois, la production nucléaire est en hausse : +7,7 % en cumulé sur le semestre, c'est plus de 15 TWh supplémentaires produits, tout ceci grâce à des arrêts bien mieux maîtrisés. Vous voyez là, sur ce graphique, le bleu qui représente les arrêts fortuits (non programmés) ou bien les prolongations d'arrêts qui sont, trimestre après trimestre, bien inférieurs à ce que nous avons connu en 2010, ce qui nous permet d'ailleurs de rehausser notre objectif de production nucléaire sur l'année, désormais dans une fourchette de 411 à 418 TWh, tout en maintenant, par prudence, notre objectif de disponibilité à au moins 78,5 %.

Dans le domaine de l'hydraulique c'est tout à fait différent, du fait des conditions hydrologiques sur ce premier semestre 2011 très dégradées par rapport à la moyenne historique qui est la bande bleue et à l'année 2010 qui est la Courbe noire. Vous l'avez compris, il s'agit là sur ce graphique de la courbe rouge qui reflète d'indice d'hydraulicité sur ce premier semestre 2011. Nous ne l'avons pas poursuivi sur le mois de juillet, inutile de dire qu'on s'attend à une petite remontée compte tenu des conditions météo en France en ce



moment, mais cela ne changera pas grand-chose, voire rien au niveau des réservoirs actuel, ce qui nous amène, d'ailleurs à être prudents en matière de production hydraulique sur le second semestre. C'est cet écart-là qui explique le fait que la production soit en recul de 35,2 % par rapport au premier semestre 2010, fait tout à fait significatif naturellement en matière de résultats, mais que nous avons pu compenser grâce à la production nucléaire notamment.

Cette production nucléaire est également en forte hausse au Royaume-Uni, ce qui explique la très bonne performance de notre filiale britannique : +20 % d'EBITDA en croissance organique. C'est dû au fait que nous avons eu une production nucléaire en hausse de 6,2 TWh sur ce semestre dont la moitié a été rendue possible grâce au fait que nous n'avons pas eu de problème générique majeur, alors que l'année dernière sur ce semestre, nous étions déjà pénalisés par l'arrêt de la centrale Sizewell B qui avait représenté sur ce semestre environ 3 TWh perdus.

Je passe rapidement le bilan électrique, pour voir que sur la gauche la production nucléaire est en hausse. Sur la droite, je l'ai dit en introduction en commentant le chiffre d'affaires, les volumes de vente dans le domaine de B2B sont en baisse de 5 TWh, mais à nouveau, il s'agit là de choix sélectifs faits pour préserver les marges, ce qui au global nous a permis d'acheter moins sur le marché, vous le voyez en haut, à gauche : -10 TWh.

L'ensemble de nos activités internationales est en progression sauf l'Italie. Ses chiffres présentés ici sont en retrait de 40 %, ils incluent Edison et Fenice. Je tiens tout de suite à préciser que nous n'avons pas comptabilisé dans ces chiffres-là l'effet très positif pour Edison de la renégociation des contrats de gaz avec Promgas qui a été conclue il y a une semaine environ et qui a permis à Edison d'enregistrer un gain supplémentaire sur ce semestre. Nous

ne l'avons pas comptabilisé du fait du calendrier et aussi du fait de la faible matérialité pour le Groupe, même si cela est substantiel pour Edison. Il aurait fallu rajouter dans ces chiffres environ 56 millions d'euros. Nous le ferons naturellement au second semestre.

Indépendamment de cette bonne nouvelle qui a d'ailleurs permis à Edison de confirmer son objectif de 900 millions d'EBITDA sur l'année 2011, vous voyez que la performance est en retrait, ce qui témoigne là des difficultés sur le marché italien, notamment la contraction des marges qui se poursuit dans le domaine de l'électricité et du gaz.

À l'international, je l'ai dit, l'ensemble des activités est en progression sauf aux États-Unis, puisque nous passons désormais en charges d'exploitation l'ensemble des coûts de développement du nouveau nucléaire américain, mais cela reste très marginal désormais. Au global, un chiffre d'EBITDA qui est en progression de 10 %, porté notamment par la très bonne performance de notre filiale en Belgique.

Dans les autres activités, EDF Énergies Nouvelles qui a annoncé ses chiffres hier et notre activité de trading sont en progression. Dans le domaine du trading, c'est une progression de l'ordre de 6 % – 5,7 % pour être tout à fait précis – après un début d'année difficile, je dirais avec une certaine volatilité. Dans le domaine du renouvelable, ces chiffres sont significatifs en termes de progression +18 % même si nous nous attendons à plus de cessions de projets sur le second semestre et donc, une progression sur l'année plus significative.

Le *cash-flow* libre sur ce premier semestre est positif : +300 millions d'euros. Il se compare à un premier semestre 2010 où il était d'1,3 milliard, mais qui incluait l'encaissement du premier versement d'Exceltium pour 1,7 milliard, retraité de cet élément, vous voyez que nous sommes en progression par rapport au premier semestre 2010. Tout ceci alors que l'insuffisance de

compensation au titre de la CSPE a pesé sur ce semestre, comme au semestre précédent pour environ 500 millions d'euros sur nos comptes, venant donc alourdir notre besoin en fonds de roulement.

Le *cash-flow* libre est positif, en progression donc par rapport à 2010 (hors Exceltium), alors que nous continuons notre effort d'investissement puisque nos investissements opérationnels sont en progression de 2,7 % par rapport à l'année précédente, avec la même répartition que celle que j'avais eu l'occasion de communiquer lors de l'Assemblée générale – évidemment en tenant compte de la déconsolidation de RTE – environ 30 % dans le domaine régulé, le solde se répartissant à 50/50 entre la maintenance et le développement.

La dette est en forte baisse : 29,2 milliards d'euros contre 34,4 fin décembre 2010, évidemment grâce à l'encaissement du produit de cession d'EnBW (7,1 milliards d'euros) pour la valeur des titres et la déconsolidation de la dette correspondante. Je tiens à préciser d'ailleurs que ce chiffre n'inclut pas la disparition d'un engagement hors bilan au titre d'un put que les minoritaires avaient sur EDF de plus de 2 milliards d'euros. Il s'agit là uniquement de l'effet sur notre dette. Le *cash-flow* est positif, je l'ai dit : 300 millions. Nous avons doté les actifs dédiés à hauteur de 200 millions sur la période – c'est moins que le semestre précédent. Nous bénéficions en effet de l'affectation des titres de RTE, 50 % des titres dans les actifs dédiés ce qui nous permet d'étaler sur une plus longue période la constitution de ces actifs dédiés. Nous avons versé le solde des dividendes en numéraire : 1,2 milliard d'euros et, puis nous avons procédé à l'acquisition des minoritaires dans notre filiale EDF Énergies Nouvelles. Cette opération est un succès puisque, à l'issue de cette offre, nous détenons 96,7 % du capital

d'EDF Énergies Nouvelles, partant de 50 %. Nous avons donc déposé un retrait obligatoire nous permettant à l'automne de détenir 100 % du capital de notre filiale.

Je vous rappelle que cette opération comportait une branche cash : 40 euros par titre (coupon détaché), ainsi qu'une branche en titres et qu'elle était suivie d'une intensification du programme de rachat d'actions d'EDF afin notamment d'annuler les effets de dilution liés à la branche en titres. Au global, en additionnant le coût de la branche en cash, le programme de rachat d'actions ainsi que le coût du retrait obligatoire qui va se dérouler dans les semaines qui viennent, le coût total de cette opération pour EDF est, en cash, d'1,5 milliard d'euros, ce qui veut dire que le prix de revient moyen par titre EDF EN acheté est de 38 euros, c'est-à-dire une prime de 5 % sur le cours de bourse d'EDF EN avant annonce.

L'ensemble de ces chiffres me permet de confirmer nos objectifs pour 2011 : tout d'abord, une croissance de l'EBITDA comprise entre 4 et 6 % avant, toutefois, prise en compte de cette compensation non expliquée liée au TaRTAM. À nouveau, nous espérons avoir des éclaircissements là-dessus sur le second semestre, nous ne comprenons pas très bien ce coût qui, manifestement, est lié au fait que nos concurrents ne se sont pas couverts comme nous l'aurions fait en fin d'année sur les marchés de gros. Nous maintenons – hors cet élément totalement exceptionnel non récurrent, d'ailleurs le TARTAM disparaissant à partir du 1<sup>er</sup> juillet, cela rajoute au caractère non récurrent de cette charge – notre objectif de 4 à 6 % de croissance de l'EBITDA sur l'année.

Nous maintenons également notre objectif de ratio de dette sur EBITDA. J'avais dit 2 à 2,2 en début d'année, plus l'effet de l'opération EDF Énergies Nouvelles qui est de 0,1. Il s'agit donc là

de la même fourchette : 2,1 à 2,3, avec également le maintien de notre objectif d'un dividende au moins stable à payer au titre de l'année 2011.

Je vous l'ai dit en introduction, je vais profiter de cette occasion pour partager avec vous nos perspectives à moyen terme et nos objectifs pour 2015.

Notre objectif, c'est d'assurer à EDF une croissance rentable, grâce notamment à six leviers majeurs pour y parvenir : le premier, c'est anticiper le renouvellement des compétences, faire face notamment aux départs à la retraite significatifs que nous aurons sur les cinq à dix prochaines années et préparer le développement international.

Deuxième de ces leviers, je vais naturellement les passer en revue les uns après les autres, c'est valoriser nos savoir-faire, aussi bien en matière de R&D qu'en matière d'ingénierie contractuelle.

Le troisième de ces leviers, c'est investir dans le parc de production et dans les réseaux. Je vous montrerai que ce sont des investissements qui sont créateurs de valeur même s'il s'agit de maintenance.

Quatrième levier, c'est poursuivre un développement sélectif, plus sélectif. Le président Henri PROGLIO l'a mentionné en introduction, nous avons désormais des critères d'investissement qui sont plus sélectifs que par le passé.

Cinquième levier, c'est conforter la solidité financière et enfin, c'est rechercher en permanence des efforts de performance opérationnelle, grâce à l'intensification des programmes de synergies et de transformation dans le Groupe.

Le premier de ces leviers, je l'ai dit, c'est un énorme enjeu pour notre Groupe, c'est le renouvellement des compétences et l'anticipation pour renouveler nos compétences. Je cite

juste un exemple dans le domaine de la production et de l'ingénierie en France, nous allons procéder sur la période 2011 à 2015 à environ 10 000 embauches, c'est-à-dire une augmentation de nos effectifs de 2 300 personnes, nette des départs à la retraite. Ce n'est qu'un exemple, j'aurais pu en prendre beaucoup plus et naturellement, c'est un sujet qui mériterait que nous y passions beaucoup plus de temps, mais à nouveau, je le mentionne, c'est notre principal levier de croissance rentable et un immense enjeu pour notre Groupe. Il doit permettre le renouvellement des compétences, il doit permettre le développement des capacités d'ingénierie au moment où nous allons procéder à des grands projets de croissance, notamment à l'étranger et enfin, d'accompagner le développement et la valorisation de nos savoir-faire à l'étranger notamment.

En effet, il n'est pas nécessaire d'investir pour croître et pour croître de façon rentable. Cette croissance va reposer sur un effort de R&D intensifié. Notre budget de R&D est aujourd'hui de 500 millions d'euros environ par an et nous avons 2 000 personnes qui travaillent sur nos principaux axes de recherche, dirigées par Bernard Salha qui est ici, avec trois axes majeurs de recherche et de développement. Le premier, c'est le mix énergétique décarboné dans le nucléaire avec un exemple parmi tant d'autres qui est celui des recherches en matière de vieillissement des matériaux, ou bien dans le domaine des énergies renouvelables avec là aussi un exemple parmi tant d'autres qui est la recherche dans le domaine des technologies photovoltaïques de rupture afin de rendre cette technologie plus compétitive.

Le deuxième axe majeur de recherche et de développement, ce sont les réseaux au moment où l'énergie décentralisée, où l'évolution se fait vers les énergies renouvelables, au moment où se pose la problématique du comptage intelligent, c'est naturellement toute la

problématique des smart grids sur laquelle nous investissons de façon significative dans le domaine de la recherche et du développement.

Enfin, troisième grand domaine, c'est celui de la maîtrise de la demande énergétique, l'efficacité énergétique et aussi les problématiques de ville durable. Valoriser les savoir-faire, c'est aussi l'ingénierie contractuelle et les partenariats. À nouveau, pas besoin d'investir pour développer le Groupe, notamment à l'étranger en valorisant et en s'appuyant sur ces savoir-faire. Je citerai quelques exemples que le président Henri PROGLIO a évoqués en début de présentation, dans le domaine de la gestion déléguée des réseaux, avec l'accord MRSK en Russie. Nous avons une équipe qui est en charge désormais de l'amélioration de l'efficacité du réseau qui est un excellent exemple de ce qui peut être fait en matière de projet concernant les réseaux et nous en aurons certainement d'autres dans les mois qui viennent.

Deuxième exemple aux États-Unis, où nous gérons 15 GW pour le compte de tiers dans le domaine de l'optimisation et du trading. C'est un grand succès d'EDF Trading North America qui est également amené à se développer. Aux États-Unis, nous gérons également pour le compte de tiers des parcs éoliens avec notre filiale EnXco (4,8 GW). Il s'agit là d'utiliser et de valoriser les savoir-faire du Groupe, à nouveau sans investir, et je ne reviens pas sur les partenariats dont nous poursuivrons le développement, le meilleur exemple étant Nam Theun au Laos, que Monsieur Proglío a évoqué précédemment.

Je l'ai dit en introduction, un de nos leviers majeurs de croissance rentable à moyen terme, c'est la poursuite de nos investissements dans les parcs de production et les réseaux. J'ai pris là l'exemple du parc nucléaire en France, où notre objectif est de multiplier par deux les investissements en matière de maintenance sur la période 2011–2015 dans tous les domaines,

incluant les visites décennales. Ce qui est normal étant donnée que nous avançons dans le temps et que les visites décennales concernant des tranches 1 300 MW coûtent plus cher que les 900 MW que nous réalisons en ce moment. C'est le cas aussi pour l'accélération du programme de remplacement des gros composants et dans le domaine de l'exploitation des centrales. Je le disais, ce sont des investissements qui sont créateurs de valeur. Tout d'abord parce qu'ils nous permettent d'anticiper les extensions de durée de fonctionnement. Quand on change des grands composants, on ne les change pas pour cinq ou six ans, on le change pour plusieurs dizaines d'années. Deuxièmement, ce sont des investissements qui sur la période un petit peu plus lointaine que de 2015, d'ici 2018, nous permettront d'augmenter la capacité de notre parc d'environ 400 MW. C'est notamment le cas sur les premières tranches de 900 MW où nous changeons les rotors, nous mettons des rotors qui nous permettent d'augmenter la puissance de production.

Et enfin, cet effort d'investissement est lié au fait que nous intensifions la maintenance préventive avec notamment le programme AP913 grâce auquel nous améliorons la disponibilité de nos centrales, ce qui nous permet aussi de mieux prévoir les gestions d'arrêts et les éventuels défauts sur nos équipements – tout ceci en bénéficiant des meilleurs standards de sûreté et pour permettre la pérennité de notre parc au-delà des 40 ans.

Sur cette période, nous poursuivrons également un développement sélectif. Tous les ans, nous consacrons environ 4 milliards d'euros au développement de notre Groupe. Cet effort va s'intensifier d'ici 2015, nous passons de quatre à cinq en moyenne du fait notamment des investissements prévus dans le domaine du nucléaire au Royaume-Uni. Nous avons des critères d'investissement qui sont stricts, qui sont mesurés en termes de création de valeur,



300 points de base en plus du coût moyen pondéré du capital du Groupe. Ce sont des critères plus exigeants qu'avant d'environ 100 à 150 points de base supplémentaires et avec une procédure d'investissement remaniée qui permet une implication beaucoup plus en amont de l'ensemble des directions fonctionnelles du Groupe et notamment de la direction financière.

Au global, compte tenu de l'augmentation des investissements dans la maintenance, dans les réseaux, compte tenu de l'augmentation des investissements dans le développement que je viens d'évoquer, nous prévoyons que nos investissements globaux passeront d'environ 11 milliards d'euros, à environ 14 milliards d'euros, dans une fourchette médiane, mais tout ceci en maintenant la solidité financière de notre Groupe, grâce à une dette maîtrisée qui restera inférieure à 2,5 et grâce surtout aussi à la forte visibilité de notre *cash flow* puisque dans notre *cash flow*, nous disposons d'activités régulées, nous disposons d'activités de renouvelable qui sont adossées à des contrats de vente d'électricité à long terme, et enfin nous bénéficions des réformes des marchés français et britanniques qui permettent de dérisquer notamment nos investissements. Je parle là évidemment de la réforme qui a été confirmée pendant le mois de juillet au Royaume-Uni. Tout ceci pour garder notre notation financière dont je rappelle qu'une des trois agences a rehaussé notre notation, il s'agit de Standards and Poor's puisque notre notation d'émetteurs est passée de A+ à AA-, c'est-à-dire un cran au-dessus de ce que nous avons avant.

Dernier levier majeur permettant de délivrer une croissance rentable, c'est l'intensification des efforts de synergie et de transformation du Groupe. EDF, au cours des 10 dernières années, a connu une transformation majeure dans tous les domaines. Notre objectif, c'est de poursuivre cet effort en nous appuyant sur trois piliers essentiels : tout d'abord la performance achat,

ensuite les synergies au sein du Groupe – le Groupe s’est fortement développé à l’étranger, il s’agit de s’assurer que nous bénéficions de cet effet de taille – et enfin, en poursuivant la démarche d’excellence opérationnelle qui est parfaitement bien intégrée dans le Groupe, qui porte sur la simplification des processus et la recherche permanente par l’ensemble de nos équipes de terrain de moyens d’amélioration de notre performance.

Au global, notre objectif, c’est un gain cumulé sur la période 2010–2015 de 2,5 milliards d’euros. Vous en voyez la décomposition ici, une partie concerne les investissements, petite partie, 600 millions d’euros, le reste des gains porte sur les marges ainsi que sur les achats et sur nos coûts. Ces gains vont se répartir entre tous les différents métiers, vous le voyez sur la partie gauche, avec un effort particulier dans le domaine des fonctions support (23 %). Je vous citerai juste un exemple dans le domaine de l’IT, nous avons dès cette année réduit nos coûts de 6 % et évidemment c’est un grand enjeu pour nous. J’avais déjà eu l’occasion de l’évoquer.

Sur la partie droite, vous voyez que cet effort de 2,5 milliards se répartit à 50/50 entre la performance achat et la synergie & excellence opérationnelle. Dans le domaine des achats, un effort considérable a déjà été fait au cours des dix dernières années par le Groupe. Il s’agissait d’un effort de centralisation, d’un effort d’optimisation de l’acte d’achat. Désormais, notre ambition, pilotée par Bruno Crescent, est de nous renforcer dans le domaine de l’anticipation, des filières industrielles, des politiques industrielles, d’une meilleure définition des besoins. Vous voyez que nous chiffrons le gain grâce à cela autour de 400 millions d’euros sur la période, une plus grande mutualisation aussi en utilisant la taille du Groupe et l’élargissement du panel fournisseurs. Et enfin, à l’aval de cet acte d’achat, le renforcement de l’exécution des

contrats et notamment l'utilisation de toutes nos possibilités de négociation lors de l'exécution de ces contrats.

Il s'agit là d'un objectif de gain qui est majeur, 1,3 milliard d'euros, pour le Groupe sur cette période.

Dans le domaine des synergies, nous avons beaucoup de projets. J'ai souhaité vous en communiquer deux. Tout d'abord à l'étranger, en Pologne – Gérard ROTH est ici pour répondre à toutes les questions que vous pourriez avoir sur le projet que je vais brosser très rapidement. En Pologne, je vous rappelle que nous sommes depuis dix ans, nous avons 4 000 collaborateurs, nous y réalisons 275 millions d'euros d'EBITDA, nous sommes répartis sur l'ensemble du territoire, nous y avons des projets. Vous savez que c'est un pays qui présente de bonnes perspectives et qui nous intéresse au plus haut point et nous avons aussi des synergies à réaliser dans le périmètre actuel. C'est un exemple parmi tant d'autres, grâce au développement de centre de services partagés et l'expertise qui a été développée par EDF en France qui est désormais appliquée en Pologne, grâce à la centralisation d'autres fonctions et ainsi que l'apport de synergie. Au global, c'est un gain de 30 millions d'euros sur nos coûts que nous livrerons d'ici 2015.

Le deuxième exemple que j'ai souhaité partager avec vous, c'est celui de l'optimisation et du trading et Marc BENAYOUN est là, pour répondre à toutes vos questions aussi sur ce sujet. Il existe plusieurs systèmes d'optimisation et trading chez nos concurrents, la représentation, graphique sur laquelle je vais passer rapidement, le montre. Certains de nos concurrents sont à gauche, trading et optimisation centralisée. Nous, notre modèle est à droite, c'est un optimiseur local permettant d'utiliser les savoir-faire locaux, la compétence locale et la

connaissance des marchés locaux et un trader global permettant d'utiliser toute la puissance du Groupe en matière de trading, ce qui nous permettra de générer des synergies significatives dans ce domaine à horizon de 2015. C'est un programme qui se déploie dans toutes nos filiales – vous voyez en vert, c'est ce qui est fait. En bleu c'est ce qui est en cours et en orange, c'est notre planning pour les années à venir. À nouveau, c'est un projet qui est extrêmement structurant pour notre Groupe et fortement créateur de valeur.

Tout ceci m'amène à partager avec vous nos objectifs pour 2015, grâce à ces leviers que j'ai identifiés avec vous et sur lesquels je suis revenu avec vous ce matin. Nos objectifs, ce sont des objectifs de croissance, de croissance rentable puisque nous poursuivons à l'horizon 2015 notre objectif de croissance annuelle moyenne de l'EBITDA de 4 à 6 %, avec une transposition de cette croissance opérationnelle en résultat net avec un objectif de croissance dans notre résultat net courant de 5 à 10 %, une dette maîtrisée inférieure à 2,5x l'EBITDA et enfin, un taux de distribution du résultat net courant compris dans une fourchette de 55 à 65%. Je vous remercie pour votre attention et je repasse la parole au Président Henri PROGLIO. Merci.

### **Henri PROGLIO**

Merci Thomas pour toutes ces précisions. Je pense que le moment est venu de donner la parole à la salle et de répondre aux questions de toutes celles et de tous ceux qui voudraient préciser telle ou telle donnée. Donc que vous soyez journaliste ou analyste financier, la parole est à vous.

On a un certain nombre de questions écrites qui arrivent comme à l'Assemblée Générale, dont une émanant de Martin YOUNG sur l'extension de la durée de vie de nos centrales et notre degré de confiance dans cette perspective.

Il est difficile de commenter. Enfin vous savez que la réglementation est actuellement la suivante : c'est l'Autorité de Sûreté Nucléaire qui donne les autorisations d'extension de durée de fonctionnement. Elle les donne réacteur par réacteur et elle les donne pour une durée de dix ans, à l'occasion de visites décennales. Nous venons ainsi d'obtenir l'autorisation de l'ASN sur Fessenheim, je l'ai rappelé tout à l'heure. On a une très grande confiance dans l'obtention de l'extension de la durée de fonctionnement, vous savez que nous visons une extension de 40 à 60 ans de la durée de fonctionnement de nos centrales, par tranche de 10 ans. Nous sommes très confiants dans notre capacité à obtenir ces extensions de durée de fonctionnement. Si la question est relative à notre confiance, la réponse est oui. Ensuite, il faudra que ce soit évidemment pour chaque site, par tranche de 10 ans, que nous soyons susceptibles de convaincre l'ASN de la capacité que nous avons de maintenir les centrales en bon état de marche ce qui est le cas et qui a toujours été le cas et qui restera le cas. Donc, oui, notre conviction, elle est celle-là. Et puis, nous la démontrerons au fur et à mesure des autorisations qui nous seront délivrées. Thomas, il y a deux autres questions et puis je passerai la parole à Monsieur Honoré...

### **Thomas PIQUEMAL**

Je poursuis avec les questions de Martin YOUNG qui me pose la question sur le coût du TaRTAM auquel je faisais référence. Le TaRTAM est un système complexe. Pour le résumer,

EDF a l'obligation d'indemniser ses concurrents pour l'écart entre un prix de sourcing théorique et le prix du TaRTAM qui est fixé, comme vous le savez, par la réglementation. Nous devons donc payer la différence. Traditionnellement tous les ans, nous provisionnons ce coût en fin d'année sur la base des *forward* et donc de l'anticipation qu'un opérateur avisé pourrait faire des coûts de sourcing à venir sur l'année future. Ce qui nous amène à provisionner ça dans nos comptes et nous l'avons fait, évidemment, fin 2010.

Notre sentiment, et c'est une des principales raisons de l'écart, est que ce coût de sourcing est supérieur au coût de couverture qu'on aurait pu avoir si cette politique avait été suivie à la fin d'année 2010 par nos concurrents. C'est donc cet écart qui représente une partie significative du coût. Au global, ce que nous n'avons pas provisionné ce sont les 170 millions d'euros et nous avons demandé à la CRE de bien vouloir accélérer ses vérifications chez nos concurrents afin d'avoir des explications complémentaires lors du second semestre. Je l'ai dit, c'est un mécanisme qui s'est terminé depuis le 1<sup>er</sup> juillet, mais qui faisait courir sur EDF le coût de la politique de couverture de nos concurrents et c'est un élément que nous serons amenés à revoir lors du deuxième semestre.

### **John HONORÉ**

Bonjour. John Honoré, Société Générale. Trois questions si vous permettez. La première, vous revoyez vos objectifs annuels sur le nucléaire en termes de production à la hausse, il y a un petit effet aussi de récupération sur Edison sur l'année, quelques 50 millions, est-ce que ça ne vous donne pas un petit peu plus de confort sur la guidance annuelle ? Est-ce que vous n'êtes pas un petit peu timides, là ? Vous faites légèrement mieux que votre rythme de croissance

annuelle sur le premier semestre. À moyen terme, quand on regarde ce que vous donnez, c'est à peu près la guidance annuelle, 4 à 6 %. Or, il y a un nouveau plan de réduction de coûts, si je sais lire, ça apporte à peu près 1,2 ou 1,3 % de croissance supplémentaire donc est-ce que ça ne paraît pas également un peu timide par rapport à ce que vous venez de faire et ce que vous êtes en train de mettre en place ? Et après, la troisième question, c'est sur les concessions hydrauliques. Il semblerait qu'elles soient repoussées à cause de problèmes gouvernementaux de choix des conseillers. Je pense que ça ne va pas vous faire pleurer, mais d'après vous ça serait repoussé de combien de temps ?

**Thomas PIQUEMAL**

Je reviens un instant sur la guidance. Vous vous souvenez sans doute que nous avons donné ces objectifs en début d'année, 4 à 6 %, en supposant un prix de l'ARENH sur ce deuxième semestre de 42 euros. Le 42 euros, nous l'avons obtenu à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Notre prix initial au 1<sup>er</sup> juillet 2011 est de 40 euros, cet écart de 2 euros nous coûte environ 70 millions d'euros. Au-delà de ça, nos concurrents demandaient beaucoup plus de livraisons au prix de l'ARENH que ce qui était prévu à l'origine. Vous savez que le taux de livraison est de 85 %, ce qui est supérieur à nos anticipations, ceci représente aussi un coût additionnel pour nous. Au global c'est environ 100 millions d'euros sur ce deuxième semestre, par rapport à nos estimations initiales.

Nous le compensons – et c'est pour ça que je maintiens notre objectif de 4 à 6 % – nous le compensons grâce à ce que vous avez évoqué, c'est-à-dire la hausse de la production

nucléaire, mais nous maintenons nos objectifs parce que nous sommes aussi prudents sur le second semestre en matière de production nucléaire.

Nous avons devant nous, si je me replace au 30 juin, à peu près les deux tiers de nos arrêts programmés encore à réaliser. Nous avons réalisé trois visites décennales, trois sont en cours, il nous en reste trois à lancer. Naturellement, ça nous amène à être prudents sur la production nucléaire de ce second semestre compte tenu de ce plan d'arrêts programmés. Je ne sais pas si c'est timide, en tout cas, c'est confirmé.

Quant au moyen terme, oui, notre plan de synergies et transformation va permettre de générer de l'efficacité. Au même moment, je l'ai mentionné au tout début, un de nos enjeux majeurs c'est de renouveler nos compétences et aussi d'investir. C'est la raison pour laquelle globalement, nous avons fixé cet objectif de croissance poursuivie de l'EBITDA de 4 à 6 % sur la période 2011–2015. Quant aux concessions hydro, je ne me hasarderai pas à faire de commentaire sur le calendrier au-delà de ce qui a été publié et du léger report. Je me permettrai simplement de dire que nous sommes prêts, avec des offres et une grande ambition et une grande organisation en interne, tout le monde est mobilisé sur le sujet.

### **John HONORÉ**

Est-ce que je peux rajouter juste une question ? Sur le premier semestre où il y a eu un manque d'hydroélectricité relativement flagrant, vous en avez parlé dans un de vos *slides*, est-ce qu'on pourrait avoir une idée de ce que vous pensez que ça a représenté comme manque à gagner, vu l'hydraulique qu'on a eue depuis le mois de juillet –il suffit d'allumer la télé pour



savoir que les vacanciers sont repartis chez eux. Est-ce qu'on ne pourrait pas avoir un effet positif au cours du second semestre ?

**Thomas PIQUEMAL**

L'effet sur le résultat est significatif, je l'ai montré tout à l'heure, parce qu'en plus ce sont des MW que l'on vend cher. Maintenant, est-ce que ce qui se passe au mois de juillet nous amène à être plus optimistes sur le second semestre ? La réponse est non, parce que ce qui compte c'est le remplissage des réservoirs pendant la période hivernale du premier semestre et donc, nous restons prudents en matière de production hydroélectrique sur le second semestre. En revanche, ce qui se passe au mois de juillet permet sans doute de penser que la menace d'une sécheresse ou d'une canicule ou autre s'éloigne légèrement, même si je ne me hasarderai pas à faire des prévisions météorologiques à un mois.

**Emmanuel TURPIN**

Bonjour. Emmanuel TURPIN, Morgan Stanley. Première question, s'il-vous-plaît sur votre vision 2015. Mes questions vont concerner le paramétrage que vous utilisez à cet horizon. Premier paramètre, le prix de marché de gros pour l'électricité, est-ce que vous utilisez des hypothèses de prix forward tels qu'on peut les voir à l'heure actuelle pour le UK et pour la France ou est-ce que vous utilisez des hypothèses de prix internes ?

Deuxième paramètre sur les productions nucléaires en France et au Royaume-Uni, pourriez-vous nous donner des quantifications ou des fourchettes en TWh et pour finir, que pouvez-

vous nous dire – et c’est plus délicat – sur vos hypothèses ou sur votre philosophie en termes d’hypothèse de tarifs ou d’ARENH. Deuxième question sur les capex, s’il-vous-plaît. Vous avez indiqué une augmentation des capex de maintenance sur le nucléaire en France, on passe de 1,9 à 3,5 milliards environ. Combien y a-t-il dans cette augmentation au titre de la préparation à l’augmentation de durée de fonctionnement ? Pour finir, pour revenir sur 2011, êtes-vous toujours confortable quant au niveau du consensus de résultat net récurrent ? Merci.

**Thomas PIQUEMAL**

Alors prix de marché de gros, l’hypothèse qui sous-tend nos calculs en France, c’est de l’ordre de 60 euros du MWh, un tout petit peu au-dessus des forwards actuels et cohérents avec les forwards au Royaume-Uni. On ne donne pas d’estimation de production à horizon de 2015 dans le domaine du nucléaire ni en France, ni au Royaume-Uni ; c’est un objectif global, que nous nous sommes fixés et que je partage avec vous.

De la même manière, je ne vais pas trop vous satisfaire non plus sur la troisième question, sur la philosophie en matière tarifaire ou d’évolution de l’ARENH. Ce sont des tarifs, des décisions qui ne dépendent pas de nous, qui dépendent des pouvoirs publics, et l’ARENH : vous savez que nous avons une discussion très importante à avoir sur la formule d’évolution des 42€/MWh. Formule qui doit prendre en charge l’ensemble de nos coûts d’opérations d’investissement, ainsi que la rémunération sur des bases économiques du capital investi. Sur la part de nos dépenses de maintenance, c’est lié avec les extensions de durée de fonctionnement. Ce n’est pas que je ne veux pas répondre, c’est que c’est extrêmement difficile de répondre à cette question, parce que quand on change un générateur de vapeur,

on prépare les extensions de durée de fonctionnement. Ce sont des investissements lourds, de l'ordre de 250 millions d'euros. Quand on fait ça, quelle est la partie de cet investissement qui permet de préparer l'avenir ? J'ai envie de dire la totalité. Et quelle est la partie qui permet d'éviter une avarie générique à court terme ? C'est peut-être aussi la totalité. Donc, à nouveau, je crois qu'il est extrêmement difficile, on s'est vraiment penchés sur ce sujet en détail, de distinguer dans nos programmes d'investissement ce qui prépare l'extension de la durée de fonctionnement de et ce qui concerne uniquement la maintenance.

**Henri PROGLIO**

Globalement, on prépare le parc à cette extension de durée de fonctionnement, c'est-à-dire que les investissements sont conçus dans cette perspective-là. Voilà tout ce qu'on peut dire. Après faire la distinction analytique entre la part qui relève de cette décision et la part qui relève de la maintenance courante, c'est un peu compliqué dans un domaine aussi industriel, mais la logique et la philosophie du Groupe, c'est celle-là. Tous les investissements, ceux que vous voyez dans les comptes, ceux qui sont programmés au titre des exercices qui viennent sont destinés au fond à gérer la perspective d'une extension de la durée de fonctionnement à 60 ans de l'ensemble du parc nucléaire, de l'ensemble des réacteurs.

**Thomas PIQUEMAL**

Enfin, dernière question sur le résultat net. La réponse est oui : je suis toujours confortable avec le consensus à 3,3 milliards. Résultat net constant 2011.

**Marco MOUSSANET**

Bonjour, Marco MOUSSANET du journal italien Il Sole 24 Ore. On voudrait, comme toujours, savoir faire quelque chose de plus sur l'état des négociations en Italie sur Edison. Vous êtes toujours un peu réticents à nous donner quelques infos en plus et en détail. Je voulais savoir s'il est envisageable après la date du 15 septembre (date butoir) de voir une autre prolongation technique du pacte Edison ? Merci.

**Henri PROGLIO**

La date est contractuelle. Alors, tous les contrats peuvent être modifiés par des avenants mais en principe un contrat se respecte. Nous nous sommes projetés dans une situation où le pacte serait respecté et où la date serait donc respectée.

L'affaire italienne, il est difficile de faire des commentaires dans la mesure où les discussions ne sont pas conclues. Vous savez que nos rapports avec nos partenaires italiens d'A2A, c'est-à-dire nos associés, sont des rapports de bonne qualité. Nous avons conclu en tout cas les grandes lignes d'un accord qui convenait aux deux parties, mais la réaction des pouvoirs publics italiens n'a pas permis la signature définitive de ces accords. Il est donc clair que je ne me prononcerai guère plus sur l'évolution des décisions des pouvoirs publics parce que c'est un sujet qui est éminemment compliqué. On a une ambition pour Edison, je l'ai rappelée tout à l'heure. Nous avons une ambition forte, industrielle. Nous l'avons exprimée. Elle a été d'ailleurs bien acceptée en Italie, à la fois par les pouvoirs publics et par nos partenaires. Je ne doute guère du fait qu'on y parviendra, mais aujourd'hui je ne peux pas vous en dire plus parce que nous n'avons pas en main les éléments de réponse. On est donc dans cette situation

d'incertitude qui continue. Encore une fois, notre vision est claire et j'espère qu'une décision interviendra de manière à permettre à Edison, qui en a besoin, d'avoir une meilleure visibilité de son avenir. On ne peut pas dire moins, on ne peut pas dire plus.

**Vincent AYRAL**

Bonjour, Vincent AYRAL d'UniCredit. Pour revenir un petit peu sur les tarifs, maintenant on a la loi Nome qui a été votée. La manière dont ça a été voté, si je comprends bien en fait cela implique une convergence des tarifs résidentiels. Ce n'était pas nécessairement dans le projet initial de Champsaur et on a vu que l'augmentation tarifaire de cette année a vraiment dissocié les tarifs résidentiels des industriels. Alors, première question là-dessus : est-ce que vous pouvez confirmer qu'une convergence des tarifs résidentiels pour 2015 est toujours effectivement d'actualité ? Si c'était le cas, en utilisant vos hypothèses de tarifs, de coûts du nucléaire historique, quelles seraient les augmentations nécessaires sur le segment résidentiel pour les cinq prochaines années ? Et, comprenant bien qu'effectivement, c'est un sujet assez politique et qu'il est peut-être difficile de s'exprimer là-dessus, au lieu de parler d'un scénario où on va finalement fixer un coût historique du nucléaire, si on parle plutôt de la contestabilité des tarifs résidentiels et que l'on suppose que l'ARENH est à 42 €/MWh aujourd'hui, dans un scénario où on a un ARENH à 42 en 2015, quelles seraient les augmentations tarifaires résidentielles nécessaires que vous verriez ? Est-ce que 3-4 % par an, cela vous paraît effectivement réaliste ?

**Henri PROGLIO**

On ne va pas prendre d'hypothèse, on va prendre des choses certaines. Les 42 €/MWh sont certains, ce n'est pas une hypothèse. Partons des choses claires.

Deuxièmement, vous l'avez dit vous-même, c'est un sujet politique, les prix sont régulés en France. Vous conviendrez qu'il m'est un peu difficile de donner une visibilité, une pente sur des tarifs à la place d'un gouvernement qui se verrait ainsi privé de toute décision. Ce serait une version un tout petit peu surprenante du rôle de chacun. Donc, je ne me pencherai pas sur ce sujet-là. Vous dites « convergence », « contestabilité », « sujet très technique »... Les tarifs seront fixés par le gouvernement jusqu'en 2015 donc, vous me demandez de vous répondre à la place du gouvernement sur la pente tarifaire... Soyons très clairs : la discussion qui s'est tenue au titre de la loi NOME concernait le coût économique complet du parc nucléaire historique français. C'est ça le sujet puisque la loi nous impose de mettre à la disposition de nos concurrents 20 % de notre capacité de production de ce parc historique sur 15 ans. Il était donc légitime que l'entreprise demande que soit fixé comme tarif de cession à ses concurrents un coût complet, économique de ce parc historique. C'est ainsi que la loi a été rédigée et votée dans un pays où, en principe, on respecte les lois.

Par application de la loi qui a été votée, le gouvernement a décidé l'application d'un premier tarif de cession au 1<sup>er</sup> juillet 2011 de 40 €/MWh et de 42 €/MWh au 1<sup>er</sup> juillet 2012, la logique étant que la pente de ce prix de cession permette à l'entreprise de se voir compenser son coût complet à l'horizon 2015. C'est cela le sujet et le seul sujet qui soit en application de la loi. Il serait naturel de passer de 42 €/MWh à 46 €/MWh au cours de cette période de transition et c'est la seule réponse que je puisse faire pour ce qui concerne le prix de cession de la

production nucléaire à nos concurrents. Le reste qui concerne les tarifs, et notamment des tarifs aux particuliers est du ressort du gouvernement, je ne me permettrais aucune réflexion là-dessus car en plus c'est un sujet extrêmement complexe qui tient compte de tarifs différenciés entre les tarifs sociaux, pour permettre l'accès au service à certains de nos concitoyens qui méritent qu'on leur facilite l'accès au service électrique et donc des effets de péréquation, de compensation qui sont par définition pas très simples à définir et qui relèvent de la compétence du gouvernement. Je ne me permettrais donc pas d'anticiper des décisions à ce titre. Voilà ce que je peux vous dire. Ma seule position, c'est qu'il est légitime qu'en application de la loi, le prix de cession aux concurrents d'EDF soit conforme à une pente tarifaire qui permette à l'entreprise, à l'issue de la période de transition, d'arriver à un prix de cession qui soit conforme à son coût économique complet.

### **Thomas PIQUEMAL**

J'en profite pour traiter quelques questions par écrit de Myriam COHEN : « Peut-on avoir une indication du taux d'impôt moyen consolidé cette année ? » C'est 31 %, à peu près comparable au taux de l'année précédente.

Une question de Per LEKANDER : « Avec 13 à 15 milliards de capex et un *payout* de 55 à 65 %, est-ce que vous pourrez vraiment conserver votre *gearing* stable et est-ce que vous n'aurez pas des *cash flow* négatifs après le versement de dividendes ? » Alors le *gearing* restera inférieur à 2,5. Vous avez vu qu'on est aujourd'hui dans une fourchette de 2,1 à 2,3. Notre *cash flow* est largement positif avant développement et nous pilotons nos projets de développement pour atteindre et ne pas dépasser ce *gearing* en tout état de cause de 2,5 fois,

c'est comme cela que nous avons fixé notre plan de marche. Enfin, j'ai une dernière question écrite pour ce paquet-là : « Sur le coût de Flamanville 3 de 6 milliards d'euros, est-ce que c'est la part EDF ou pas ? » C'est une question de Peter WIRTZ. Oui, c'est la part EDF. Quel est le surcoût que prendront les concurrents ? Cela il faut le leur demander évidemment, nous avons des objectifs aussi de renégociation de certains contrats avec eux mais les 6 milliards que nous avons communiqués sont le coût pour EDF.

Deuxième question de Monsieur WIRTZ, « pourquoi notre objectif de production nucléaire sur le second semestre en France est stable par rapport au premier semestre 2011 » d'après les calculs de M. WIRTZ ? Je l'ai expliqué tout à l'heure, c'est parce que nous avons plus d'arrêts programmés sur le second semestre que sur le premier semestre, ce sont des arrêts classiques de visites décennales, il y en a six par rapport à trois au premier semestre.

Enfin, dernière question : « Quel pourrait être l'impact sur nos prévisions à moyen terme de la perte de concessions hydroélectriques ? » Nous n'avons pas l'intention de perdre des concessions hydroélectriques, c'est la raison pour laquelle je ne suis pas en mesure de vous chiffrer l'impact. En revanche, je peux vous dire que si nous les gagnons toutes, étant donné qu'il faudra payer une petite redevance, dont le plafond d'ailleurs n'a pas été fixé, ceci aura un impact marginal sur nos perspectives d'EBITDA à moyen terme. À nouveau, je me place dans la perspective où nous les gagnons toutes.

### **Benjamin LEYRE**

Bonjour, Benjamin LEYRE de Exane BNP Paribas. Trois questions s'il vous plaît, d'abord liées au rating. Vous vous engagez à maintenir votre rating, en tout cas c'est votre objectif, le rating a



augmenté d'un cran, est-ce que vous accepterez de redescendre à A+ ou vous voulez rester à AA- ? Deuxième question, au niveau du coût d'une nouvelle centrale nucléaire, non pas tête de série, mais pour les séries au Royaume-Uni, vu le léger décalage dans le coût de Flamanville 3 en termes de coût et vu votre objectif de rentabilité qui a été relevé en prime par rapport au WACC, à combien estimez-vous le coût complet d'une centrale nucléaire aujourd'hui au Royaume-Uni ? Et troisième question, est-ce que vous pouvez nous rappeler les grandes lignes de calcul ou de publication de la formule du coût économique complet en France ? Merci.

**Thomas PIQUEMAL**

Sur le rating, notre objectif est de maintenir notre rating « Standalone » qui lui est inchangé à A. Sur le coût complet du nucléaire britannique, nous avons tenu une Journée Investisseurs spéciale le 17 décembre 2010 au cours de laquelle nous avons précisé notre taux de retour attendu minimal qui est de 10 %. Aucune raison de changer ce critère-là et nous actualiserons l'ensemble de ces données, à la fois les calendriers et tout notre plan de marche à l'automne. Je dis ça sous le contrôle de Vincent de RIVAZ.

Enfin sur la formule, ce qui est aujourd'hui connu, ce sont les principes qui sont dans la loi NOME votée fin 2010. Ce sont des principes, je les ai évoqués très brièvement tout à l'heure, de couverture de nos coûts, de nos investissements et de l'investissement initial, du coût du capital dans les conditions économiques, ce qui est évidemment pour nous essentiel, c'est de valoriser le parc nucléaire français à sa valeur économique et évidemment pas à sa valeur comptable, ce qui n'aurait pas tellement de sens, voire aucun dans la détermination d'un prix de revient dans n'importe quelle entreprise. Au-delà de ces principes qui sont dans la loi, nous

n'avons pas d'autres précisions à apporter sur cet aspect-là qui est le troisième et le dernier élément à clarifier dans la réforme du marché français.

**Vincent de BLIC**

Oui bonjour. Vincent de BLIC, de JP Morgan. Trois questions s'il vous plait. La première, toujours sur 2015. Comme vous l'avez rappelé les décisions tarifaires sont du ressort du gouvernement. Est-ce qu'on peut du coup faire l'hypothèse que la trajectoire que vous avez retenue dans vos objectifs de CAGR est plutôt conservatrice ou vous avez pris une sorte de marge de sécurité par rapport à une trajectoire théorique qui consisterait à une convergence entre l'ARENH et le coût complet du nucléaire et entre la composante base des tarifs et l'ARENH ? Ça c'est la première question.

Deuxièmement, sur 2015 toujours. Vous ne reprenez pas du 85 % de Kd. Est-ce que c'est toujours un objectif pour cette date-là ? Et troisièmement, est-ce qu'il y a dans le chiffre de 2,5 milliards de gains opérationnels par rapport à 2010 quoi que ce soit pour l'amélioration de la production nucléaire, l'amélioration du Kd en particulier ou est-ce que ce sont vraiment deux choses complètement différentes ?

**Thomas PIQUEMAL**

Je crois que Monsieur PROGLIO l'a dit tout à l'heure, on n'a pas de commentaire à faire sur les évolutions tarifaires et le lien entre ça et nos objectifs. On s'est fixé des objectifs de 4 à 6 % de croissance de l'EBITDA. C'est notre engagement, on n'a pas de commentaire supplémentaire à faire ou de lien particulier avec des évolutions tarifaires ou des simulations et l'hypothèse

reçue pour des raisons que vous comprendrez certainement. Pour le Kd, nous n'avons pas de raison, à ce jour, de remettre en cause notre ambition qui est d'arriver au Kd maximal possible, c'est-à-dire 85 %. Ceci grâce au programme de remplacement des grands composants, vous avez vu que notre effort s'intensifie, grâce à la bonne gestion des arrêts programmés. Vous avez vu que ça se traduit clairement au premier semestre et grâce aussi à la maintenance préventive et à l'AP 913 que j'évoquais tout à l'heure, ce qui doit nous permettre d'atteindre ce maximum jamais atteint de 85 %. Évidemment, vous avez aussi en tête le fait que l'ASN rendra son rapport sur les conséquences de Fukushima en fin d'année et qu'il serait totalement présomptueux de notre part de préjuger des quelconques conséquences en la matière mais techniquement, nos analyses n'ont pas changé par rapport à ce que nous avons dit précédemment. Enfin, dans les 2,5 milliards d'euros, non, il n'y a rien en ce qui concerne le Kd. Il s'agit là d'un plan de synergie, de performance et d'optimisation de nos coûts. La performance remarquable sur la gestion du parc est incluse dans l'amélioration de la marge via évidemment dans les opérations normales.

**Michel DEBS**

Bonjour Messieurs, Michel DEBS, Crédit Suisse. Une petite question sur la valorisation des savoir-faire. Vous avez évoqué d'une part un programme de Recherche & Développement d'un demi-milliard d'euros par an, est-ce qu'on peut avoir des idées des choses que vous cherchez à atteindre ? Par exemple sur le solaire, le niveau d'efficacité que vous souhaitez obtenir et l'impact financier que ça peut avoir à terme sur vos comptes. Et d'autre part, vous avez mentionné des contrats de délégation de service, d'ingénierie et de maintenance. Quelle est la

part de chiffre d'affaires que vous souhaitez avoir dans cette activité ? Est-ce qu'il s'agit d'une activité annexe ou est-ce que vous voulez vraiment créer une nouvelle activité à un horizon moyen terme ?

### **Henri PROGLIO**

Il ne s'agit pas de créer une nouvelle activité ou une nouvelle division ou une branche. Il s'agit simplement de décliner notre compétence et notre expertise sous une forme contractuelle élargie. C'est-à-dire au fond, plutôt que d'être systématiquement propriétaire exploitant, faire en sorte d'élargir les opportunités de développement en sollicitant moins notre bilan et en étant beaucoup plus opérateur et prestataire de service, c'est-à-dire apporter notre compétence et notre expertise à des états où à des régions qui financeraient les infrastructures en nous en confiant avec toutes les hypothèses, le *design build* ou le *design build operate* dans des contrats à long terme. On peut faire référence à des contrats type affermage, concession tels qu'on les connaît en France ou qui peuvent être déclinés dans les diverses réglementations mondiales. Donc, il s'agit simplement d'élargir le potentiel de développement du groupe, sans solliciter ces investissements de la même manière, c'est-à-dire en réservant l'*upgrading* et/ou l'accompagnement de l'effort d'investissement de la part des concédants et, au fond, de continuer le développement international sous une forme adaptée à la déclinaison de ce métier. C'est ce qu'on a fait d'ailleurs dans le domaine des réseaux, je vous l'ai dit tout à l'heure, avec le premier grand contrat en Russie (avec MRSK) et c'est ainsi qu'ERDF à vocation à continuer son développement international sur des zones géographiques importantes, à forte densité de population et en amenant son expertise alors que comme vous

pouvez l'imaginer, le fait d'investir dans la propriété des réseaux dans ces régions-là n'est pas d'une priorité absolue et ne constituerait pas l'objectif prioritaire de l'entreprise ERDF et du groupe EDF d'une manière générale. Donc, encore une fois, il s'agit d'une modalité d'application plus que d'une division particulière. On ne va pas identifier à l'intérieur du Groupe puisqu'il s'agit des mêmes compétences, des gens qui sont destinés à faire ou à délivrer des croissances en matière de délégation de service public et ceux qui sont destinés à gérer ou à développer les activités pour compte propre. Il s'agit d'une vision globale et d'une évolution ou d'une ouverture des systèmes de l'ingénierie contractuelle à des développements nouveaux, qui nous ouvrent d'ailleurs des horizons géographiques complètement nouveaux qui ne seraient guère accessibles si nous n'avions pas cette démarche.

Et deux, des applications sont déjà en cours. Alors, quant à les chiffrer en termes de chiffre d'affaires, vous savez au fond, l'ambition du Groupe n'est pas tellement de viser des chiffres d'affaires, c'est de viser un développement rentable, on l'a dit tout à l'heure, c'est-à-dire au fond, l'évolution de ses performances économiques sera plus dépendante de ses résultats que de son chiffre d'affaires. Il y a des chiffres d'affaires faibles qui portent des enrichissements forts ne serait-ce qu'en termes de retour d'expérience et d'expertise ; à l'inverse, il y a des chiffres d'affaires importants avec des marges faibles. Donc c'est un mélange mais encore une fois le Groupe se définit dans sa dimension industrielle et dans son expertise, sa stratégie est fondée sur un développement de cette expertise et une application plus large au niveau géographique et sur des durées longues. Le Groupe se doit vis-à-vis de ses actionnaires de gérer un bon degré de retour sur investissement et donc une création de valeur pour ses

actionnaires. Ce n'est pas en tout cas l'ambition du Groupe que d'afficher une démarche en termes de chiffre d'affaires uniquement.

**Bernard SALHA**

Oui, peut-être en un mot sur la R&D. Nous avons un programme qui couvre l'intégralité de la gamme des activités sur l'énergie. Nous renforçons et nous travaillons fortement sur les EnR dans les perspectives qui ont été présentées tout à l'heure et s'agissant du solaire en fait, nous travaillons sur les technologies de rupture, donc, qui sont aujourd'hui pour nous les couches minces de type CIGS par exemple, sur lesquels nous avons un programme de recherche.

**Thomas PIQUEMAL**

Je profite peut-être pour prendre une question Internet, j'ai des demandes de clarification ou de précisions sur l'optimisation trading, peut-être qu'on peut passer la parole à Marc pour revenir sur le programme de synergies dans le domaine de l'optimisation en Europe.

**Marc BENAYOUN**

Bonjour. Donc, effectivement, vous avez vu une planche qui présentait le modèle qu'EDF a mis en œuvre en ce qui concerne l'articulation entre ces activités françaises et le trader du groupe qu'on a appelé « EDF Way » et qui est un principe important dans la mesure où il permet de responsabiliser les équipes managériales dans les régions et de bien séparer l'activité d'optimisation qui consiste plutôt à fermer des positions d'une activité de prise de position qui est l'activité du trader. Parmi les modèles concurrents, il y a 3 ou 4 modèles qui existent

aujourd'hui que l'on voit à gauche, ces activités sont mêlées, ce qui, effectivement, ne permet pas de donner des incitations claires et de mesurer la performance des activités locales de production et de distribution et d'optimisation. Et par ailleurs, le modèle de gauche, de notre point de vue, présente une difficulté importante qui est que les spécificités locales des marchés sont encore très grandes en termes de liquidité, organisation et de market design. On ne va pas si rapidement que cela vers une homogénéisation des règles de marché en Europe et donc, de ce point de vue-là, le modèle que nous proposons est beaucoup plus performant.

En termes de synergies, les synergies qui sont estimées sur le développement de ce modèle, sont estimées entre 50 à 70 millions d'euros par an que nous atteindrons d'ici 2015 et elles sont dues au développement du modèle EDF, à la fois sur un plan régional, c'est-à-dire dans les pays avec lesquels nous n'avons pas encore mis en œuvre ce fonctionnement et également en termes de commodités puisque, effectivement, toutes les commodités mobilisées par le Groupe en France sont gérées dans ce système alors que dans d'autres pays, on commence bien sûr par ce qui est le plus simple, c'est-à-dire l'électricité spot, la gestion court terme et on s'étend progressivement. Donc vous voyez effectivement, notre objectif est, en 2015, d'avoir mis en œuvre ce principe qui se traduira par des points verts sur l'ensemble de ce tableau à double entrée.

**Géraldine AMIEL**

Bonjour, Géraldine AMIEL, Dow Jones Wall Street Journal. J'ai trois petites questions : Qu'est-ce qui s'est passé chez Dalkia au premier semestre s'il vous plaît, est-ce que c'est lié à l'annonce faite ce matin par Veolia Environnement ? Deuxième question, est-ce que vous

pourriez nous détailler votre stratégie aux États-Unis ? Et la troisième, c'est maintenant que vous avez un peu réduit la voile, quelle est votre stratégie en termes de croissance externe, est-ce qu'il y a des marchés identifiés par vous pour y aller ou y retourner ? Je pense notamment à l'Allemagne, merci.

**Thomas PIQUEMAL**

Sur Dalkia, vous l'avez vu, nous avons enregistré une charge exceptionnelle au titre de la perte de valeur chez Dalkia International qui porte principalement sur l'Italie. Dalkia en Italie a une nouvelle équipe dirigeante depuis la fin de l'année 2010, qui a redéfini sa stratégie, et a conclu qu'il était nécessaire de sortir d'un certain nombre d'activités peu rentables, ce qui a amené à revoir les perspectives de croissance de cette société dans ce pays et donc, à en tirer les conséquences en termes de valeur dès ce semestre puisque conformément aux principes comptables, lorsqu'il existe un élément nouveau, nous devons revoir la valeur de nos actifs lors des comptes semestriels.

Sur la stratégie américaine, aujourd'hui notre objectif est de poursuivre le développement du Groupe en nous appuyant sur l'ensemble des compétences qui sont nombreuses aux États-Unis. Dans le domaine du renouvelable, par exemple avec EnXco, nous avons plus de 600 personnes qui travaillent au développement de nos activités aux États-Unis, nous avons des projets dans le domaine du solaire et dans la poursuite de l'éolien. Nous appuyer sur l'optimisation et le trading, je vous ai montré tout à l'heure que nous avons une force d'intervention dans le domaine de l'optimisation pour compte de tiers qui est extrêmement valorisable et qui présente de grandes perspectives de croissance. Nous gérons déjà pour



compte de tiers près de 15 000 MW, vous en voyez la répartition sur la carte qui vous est projetée à l'écran. Nous sommes capables d'intervenir dans l'ensemble du territoire américain, de profiter des arbitrages sur les différents marchés et grâce au savoir-faire de nos équipes. Il s'agit là d'optimisation, c'est tout à fait remarquable. Enfin, dans le domaine du nucléaire, notre stratégie est, au moment où Exelon et Constellation sont en train de fusionner, de nous assurer que l'ensemble des synergies qui doivent être dégagées sont bien dégagées au sein de notre joint venture CENG en ce qui concerne notre parc de production, c'est la raison pour laquelle nous sommes intervenus dans le cadre du projet de fusion aux États-Unis. Nous avons des discussions extrêmement constructives avec l'ensemble des parties prenantes, tout ceci avec une perspective de mutualisation de nos fonctions support et de développement afin d'utiliser l'ensemble de notre force de projection sur l'ensemble de ces métiers aux États-Unis, ce qui est désormais tout à fait faisable notamment dans le renouvelable puisque nous détenons 100 % de notre filiale de renouvelable aux États-Unis.

En matière de croissance externe et de politique de croissance externe, ce que je peux dire c'est que les objectifs que je vous ai annoncés ce matin sont évidemment principalement industriels de croissance organique, notre stratégie est une stratégie industrielle. Nous avons identifié de nombreux projets, nous avons des critères d'investissement sélectifs et c'est cela l'essence même de notre stratégie. Maintenant, nous ne nous interdisons rien, certainement pas de regarder. C'est d'ailleurs notre devoir de regarder ce qui se passe dans d'autres industries partout dans le monde mais à nouveau, en maintenant l'exigence à la fois de rentabilité et de solidité financière pour le Groupe et au-delà de cela naturellement, nous ne ferons aucun commentaire sur telle ou telle situation à droite ou à gauche, à l'est ou à l'ouest.

**Henri PROGLIO**

Effectivement les chiffres qui vous ont été présentés, ce sont quasi exclusivement des chiffres de croissance organique. Si d'aventure nous devions imaginer une opération de croissance externe, elle serait en plus de ces chiffres-là.

**Thibaut MADELIN**

Thibaut MADELIN, Les Echos. Est-ce que vous pouvez nous faire un point sur les provisions de fin de vie du nucléaire, la répartition démantèlement et déchets et à ce titre-là, est-ce que vous craignez des effets du travail de la Cour des comptes qui va être mené cette année ? Et est-ce que vous pouvez nous donner aussi un commentaire sur vos discussions avec l'ANDRA sur le projet de stockage de Bure. Et enfin, c'est une question qui n'a rien à voir mais juste pour clarifier, est-ce que vous pouvez nous donner l'impact du programme de transformation et de synergies sur l'EBITDA annuel d'ici 2015 ? Merci.

**Thomas PIQUEMAL**

Les provisions nucléaires sont constituées de différents éléments et on peut peut-être projeter le tableau qui est avant celui-ci, avant cette page-là qui les montre. Vous voyez que nous en avons pour 28,6 milliards d'euros, que c'est constitué à la fois de provisions pour la gestion du combustible usé, 8,9 milliards d'euros qui rentrent dans notre cycle d'exploitation et une provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de 6,5 milliards d'euros. C'est dans ce chiffre qu'est inclus le budget de stockage profond de l'ANDRA. Ensuite, des provisions pour

déconstruction des centrales nucléaires et dernier cœur de 11,2 milliards c'est-à-dire le combustible qui se trouve au cœur de la centrale lors de la fin de son exploitation. Au global 28,6 milliards d'euros dont une partie, les 6,5, les 11,2 et une partie des 1,9, est couverte par l'obligation réglementaire qui nous est faite de constituer un portefeuille d'actifs dédiés. Alors la question que vous posez, c'est sur le niveau de ces provisions j'imagine et derrière la question sur l'audit de la Cour des comptes. Ce niveau des provisions, il est revu en permanence par nos commissaires aux comptes à partir d'éléments externes de comparabilité. Nous avons des devis de déconstruction que nous utilisons pour chiffrer ces provisions. Nous avons notre propre expérience d'ailleurs puisque nous sommes en train en ce moment-même de procéder à des déconstructions de centrales (vous avez vu l'annonce récente du Brennilis) et nous avons aussi des références internationales qui nous permettent d'être confortables sur ce niveau de provisions. Alors évidemment vous avez posé la question de l'ANDRA et du stockage profond, ces calculs sont réalisés sur le budget qui avait été déterminé d'ailleurs avec l'ANDRA, nous n'avons pas de budget supplémentaire ou différent. Nous attendons un nouveau chiffrage fin 2012 et nous sommes partie prenante évidemment dans la mesure de ce que nous pouvons faire étant donné la réglementation en cours pour proposer des solutions qui nous permettent de rester dans cette enveloppe budgétaire mais à nouveau, nous n'aurons pas de nouveau chiffrage avant fin 2012.

Enfin, dernière question sur la plan synergies et transformation : « quel est l'effet sur l'EBITDA ? ». Je ne rentrerai pas dans le détail élément par élément des différents leviers que je vous ai évoqués pour atteindre cette croissance rentable. Je confirme simplement notre

objectif qui est une croissance moyenne annuelle de l'EBITDA de 4 à 6 % par an mais sans donner d'éléments, sans détailler les différents effets.

Quelques questions par Internet ?

Question de Martin YOUNG, est-ce que le 46 €/MWh est en euros 2010 ? C'est en euros 2009.

Question encore de Martin YOUNG, est-ce qu'il y a un *purchase price accounting* pour EDF EN ? La réponse c'est non, étant donné que nous achetons une participation minoritaire puisque nous détenions déjà le contrôle d'EDF Énergies Nouvelles avec 50 % du capital. Ce que dans notre référentiel comptable nous aurions comptabilisé en goodwill est imputé en moins des fonds propres. Donc, le fait d'acheter EDF EN vient réduire légèrement nos fonds propres consolidés. Il n'y a donc pas de goodwill et donc pas de *purchase price accounting* du fait de cette acquisition.

Question d'Éric LOPEZ : est-ce que nous avons inclus dans nos hypothèses d'investissement le renouvellement des concessions hydro ? La réponse est oui.

Question d'Éric LOPEZ sur la contribution de Flamanville à l'EBITDA, c'est au-delà de l'horizon 2015 puisque vous savez que le calendrier qui a été revu porte maintenant sur 2016. Ce que je peux vous dire c'est qu'en année complète d'exploitation de Flamanville 3, on est entre 12 et 13 TWh et vous multipliez ça par vos estimations de prix à cet horizon-là.

Enfin, j'ai une question sur le détail des résultats d'EDF Trading, vous avez dans les présentations plus d'informations sur les résultats d'EDF Trading et je vous propose de vous y reporter.

**Benjamin MALLET**

Bonjour. Benjamin MALLET de Reuters. AREVA a annoncé récemment que le coût des mesures supplémentaires de sûreté pour les centrales nucléaires pourrait s'élever entre 100 à 200 millions d'euros par centrale, est-ce que c'est une estimation qui vous semble correcte ? Ensuite, ma deuxième question porte sur l'EPR de Penly, est-ce que ce projet vous semble toujours nécessaire et est-ce que vous pouvez nous dire où en est la réflexion et éventuellement le calendrier autour de ce projet ?

**Henri PROGLIO**

Concernant la communication faite par AREVA, AREVA propose – et c'est assez naturel pour un industriel – ses services et émet des propositions en disant « au fond, je me propose de faire tels et tels types de travaux dans le cadre de,... etc. » Ce que je peux dire c'est que cela ne nous engage évidemment pas, même si je peux comprendre ce type de démarche. Deuxièmement, nos estimations sont faites assez naturellement en tenant compte de nos propres estimations d'investissements réalisés comme je vous l'ai dit pour l'extension de la durée de fonctionnement des centrales et leur maintenance. On ne décomposera pas la partie qui est liée aux mesures d'accompagnement de sûreté post-Fukushima puisqu'il nous appartient, évidemment, de faire en sorte que nos investissements garantissent la sûreté des centrales en tout état de cause et dans toutes les hypothèses.

C'est cette estimation-là qui a été retenue dans nos chiffres. Je ne me prononcerai pas sur les décisions ou les orientations qui seront prises par l'ASN. Attendons d'en avoir une connaissance plus précise. Mais notre responsabilité dans le domaine du nucléaire comme

dans les autres domaines, et que cela soit en France, au Royaume-Uni ou ailleurs, c'est d'assurer la sûreté de nos installations dans la durée et selon les normes les plus rigoureuses. C'est ce que nous faisons et c'est la raison pour laquelle nous les avons provisionnées dans nos comptes, nous avons prévu les investissements correspondants. Encore une fois c'est la seule réponse que je puisse faire.

Sur Penly, comme vous le savez, les enquêtes sont en cours et nous attendons que la procédure se déroule sans anticipation des éléments de procédure qu'il est naturel de respecter les procédures sur le chantier de Penly sont en cours, elles se déroulent tout à fait naturellement.

**Thomas PIQUEMAL**

Question internet de Per LEKANDER sur la perspective de capex après 2015. C'est un peu difficile de répondre, on s'est arrêté à 2015. Simplement, évidemment, l'effort d'investissement se poursuivra et plus on avance dans le temps plus les programmes de remplacement et de prévisions en matière d'extension de durée de fonctionnement se dérouleront. Mais aujourd'hui, nous nous arrêtons à 2015 pour donner des chiffres.

**Vincent AYRAL**

Bonjour, Vincent AYRAL, UniCredit. Une question sur la performance opérationnelle. Sur ce premier semestre, la performance opérationnelle s'est vraiment améliorée. Dans quelle mesure peut-on penser que cela est pérenne ? On voit qu'il y a une grosse réduction notamment des *unplanned outages* donc, en fait je voudrais essayer de comprendre un petit

peu quel niveau de *load factor* on pourrait avoir l'an prochain et à ce sujet-là, lorsqu'on regarde les visites décennales, il semblerait qu'on puisse s'attendre finalement à un petit peu de croissance, un net positif en comparaison avec 2011 avec moins de visites décennales. Peut-être un effet sur le load factor de 1 à 2 %. Est-ce que vous pouvez confirmer ?

**Thomas PIQUEMAL**

Oui, effectivement, cette année, nous avons neuf visites décennales contre cinq l'année dernière et l'année prochaine, nous en aurons six. Cette année, le fait que nous en ayons quatre de plus que l'année dernière nous coûte 1,5 point de coefficient de disponibilité. Donc, l'année prochaine vous voyez que nous reviendrons à un niveau plus bas, plus normal, de visite décennale et que, donc mécaniquement, nous devrions bénéficier de cette disponibilité supplémentaire. Cela veut dire également qu'en gardant un objectif pour 2011 de stabilité du coefficient de disponibilité par rapport à l'année précédente (à 78,5%), la disponibilité implicite, intrinsèque du parc s'est en fait améliorée en 2011 de 1,5 point, ce qui montre bien là ce que j'évoquais tout à l'heure. La meilleure maîtrise des arrêts est le fruit aussi de la campagne de remplacement des gros composants. Mais, vous avez raison, en 2012, on peut s'attendre, mécaniquement, à une disponibilité supplémentaire de 1,5 point, du fait de la baisse du nombre de visites décennales.

**Tara PATEL**

Bonjour, Tara PATEL de Bloomberg. Deux questions. La première, c'était pour savoir si au Royaume-Uni, vous pensez que vous allez devoir avoir plus d'aides de la part du

gouvernement, compte tenu de l'augmentation des coûts de développement des EPR qu'on voit à Flamanville ?

**Vincent de RIVAZ**

Le principe de la réforme du marché de l'électricité, ce n'est pas de faire porter aux clients les responsabilités d'un industriel en termes de coûts de construction et de délai de réalisation. C'est de garantir une certaine stabilité et une certaine prédictibilité, à la fois pour l'investisseur et pour les clients, des revenus liés à la production électrique. Notre responsabilité, c'est de maîtriser nos coûts, nous engager dessus le moment venu, de maîtriser les délais de construction, de nous engager dessus également le moment venu, et en retour, le gouvernement britannique, dans le cadre des contrats pour différence qui sont les éléments clés de la réforme du marché de l'électricité, avec le prix plancher du carbone, s'engagera sur un revenu, sur un prix, un « *strike price* », sur une durée qui n'est pas encore complètement définie mais qui pourrait être de 15 à 20 ans. Donc, c'est un mécanisme qui est vraiment destiné à apporter de la stabilité dans les prix, à la fois pour l'investisseur et pour le client. C'est pour ça que c'est un mécanisme équilibré, parce que c'est un mécanisme gagnant-gagnant. Ce n'est pas un mécanisme qui nous permet de passer aux clients d'éventuels surcoûts de construction ou d'éventuels prolongements de durée de construction.



**Tara PATEL**

Une autre question sur l'Atmea. Est-ce que vous pensez que le projet de l'Atmea va voir le jour et est-ce que c'est réellement adapté au marché des réacteurs 1 000 MW comme vous le voyez chez EDF ?

**Henri PROGLIO**

On ne va peut-être pas commencer à faire la liste des réacteurs de 1 000 MW. Je crois que ce serait un peu long et fastidieux. L'Atmea est un projet qui a été initié par Mitsubishi-AREVA, qui existe. En tout cas, c'est un projet, encore une fois. La coopération avec AREVA se renforce et nous avons notamment l'ambition d'ajouter à nos propositions, d'intégrer dans nos réflexions, une gamme de réacteurs de 1 000 MW adaptés aux besoins des clients qui, géographiquement, sont différenciés et qui demanderont des technologies probablement adaptées à leurs besoins, avec des partenariats industriels, diversifiés et sur lesquels nous sommes aujourd'hui assez clairement orientés. On a échangé encore récemment avec AREVA – Hervé MACHENAUD pourrait vous en dire beaucoup plus sur les projets que nous avons en cours d'analyse. Je ne porterai donc pas de jugement définitif sur tel ou tel modèle. Encore une fois, nous ne sommes pas constructeur mais opérateur. Nous sommes évidemment très conscients de notre responsabilité de chef de file dans la filière industrielle française en matière de nucléaire et nous travaillons en étroite coopération avec nos partenaires dans ce domaine-là, pour leur permettre d'avoir les meilleures opportunités de développement un peu partout dans le monde. C'est un sujet qui est en cours de mise au point. Je ne ferai pas, par conséquent de commentaires industriels sur tel ou tel type de

réacteur, au stade où nous en sommes. Encore une fois, ça va dépendre, bien entendu de la typologie des clients au moins autant que des industriels concernés.

#### **Chiara RANCATI**

Bonjour, Chiara RANCATI de l'agence ANSA. Encore deux petites questions sur Edison. La première : vous avez parlé de l'intervention des pouvoirs publics qui a bloqué le premier accord. Craignez-vous que ça puisse se passer encore ou vous assurez que cette fois, ça ne va pas arriver ? La deuxième question : serez-vous prêt, éventuellement, à laisser la présidence d'Edison à un Italien ?

#### **Henri PROGLIO**

La deuxième question est particulièrement étonnante. Je ne vois pas pourquoi on interdirait la présidence d'Edison à un Italien. La première question, il ne m'appartient pas de me prononcer et de faire des pronostics comme le feraient des joueurs sur l'attitude des pouvoirs publics. C'est vrai qu'on a un certain nombre de contacts en cours qui sont, jusqu'ici en tout cas, en principe bien intentionnés. Maintenant, encore une fois, je ne vais pas prendre de position à la place des pouvoirs publics italiens. J'attends qu'ils se déterminent, ce que vous comprendrez certainement. Les turbulences actuelles sur les marchés, font que le paysage est un peu agité actuellement, que ce soit dans le monde, ou que ce soit en Europe, et même en Italie. Par conséquent, ceci ne s'est pas encore dessiné comme étant une toute première priorité pour nos interlocuteurs. Voilà, j'attends que le moment soit venu pour vous répondre. Nous sommes encore une fois, une force de proposition. Nous avons proposé un plan d'action

industriel qui va dans le sens de l'intérêt bien compris d'Edison et de l'Italie – voilà ce qui nous concerne. Je m'abstiendrai de tout commentaire sur les réactions des pouvoirs publics italiens. J'attends qu'ils interviennent et je leur laisse la priorité de les annoncer. On a déjà eu un certain nombre de réflexions par des membres du gouvernement qui semblent avoir intégré nos propositions dans la réflexion.

J'ai une question de Monsieur LEKANDER : « Est-ce que vous voyez un risque que Fessenheim 1 et 2 puissent être fermées à la suite des *stress tests* ou parce qu'il ne serait pas possible de renforcer le radier en béton ? » Alors, le radier sera renforcé, de toute façon. C'est une proposition qu'on avait déjà formulée. Il n'y a aucune impossibilité à cela.

Deuxièmement, il ne m'appartient pas de commenter les *stress tests*. Je vous redis simplement, parce qu'à chaque fois qu'on me pose ce type de questions, ma réponse ne peut qu'être la même... N'oubliez pas une demi-seconde qu'EDF, que notre Groupe, d'une manière générale, puisse prendre le moindre risque en matière de sûreté, pour maintenir un état de fonctionnement des centrales dont il estimerait qu'elles ne répondent pas aux critères les plus exigeants de sûreté. C'est notre responsabilité et c'est la seule réponse que je peux faire à cette question. Maintenant, que des organes de contrôle, à commencer par l'ASN, dont c'est la mission, s'assurent de façon indépendante de la sûreté, des critères de sûreté de la centrale, quoi de plus naturel ? Vous avez la réponse à la question : non, je n'imagine pas une demi-seconde qu'il puisse être question de fermer Fessenheim parce que ma conviction et ma responsabilité, c'est de faire en sorte que Fessenheim assure, ou soit au meilleur niveau de sûreté pour garantir, la sûreté de nos concitoyens. C'est notre responsabilité depuis le premier jour, cela le restera et c'est dans les missions principales, plus encore que la rationalité

économique, d'un groupe comme EDF qui dispose ou qui assume une responsabilité forte et une responsabilité de service public. Voilà la seule réponse qu'on puisse faire.

Pas d'autre question ? Pas de remarque ?

Il me reste à vous remercier pour votre présence et à vous donner rendez-vous, évidemment, pour la suite des aventures d'EDF.