

EDF

Présentation des résultats du 1^{er} semestre 2013

Sommaire

Présentation générale Henri PROGLIO Président-Directeur Général	2
Résultats financiers Thomas PIQUEMAL Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances	6
Questions-réponses	13

Présentation générale

Henri PROGLIO

Président-Directeur Général

Bien, mesdames et messieurs, merci de votre présence. Nous allons vous présenter les comptes du premier semestre de l'exercice 2013, comme vous vous en doutez. Soyez les bienvenus.

Premier semestre 2013, je vais prendre la parole en premier pour vous résumer ce semestre dans ses grandes lignes et pour vous expliquer ce qui, au fond, a marqué l'essentiel de nos six premiers mois d'activité de l'année 2013. Et Thomas Piquemal vous détaillera les chiffres et les évolutions qui ont marqué ce semestre.

Bien entendu, nous sommes ici pour répondre à vos questions, et vous serez les bienvenus. Toutes les questions seront évidemment susceptibles d'être posées à ce moment-là.

Les faits marquants de l'exercice : la première lecture de ces faits, comme vous le voyez, fait apparaître que notre exploitation a été illustrée par de bonnes performances opérationnelles. Je reconnais que certains d'entre nous se sont plaints de l'hiver qui n'en finissait pas, avec des températures nettement inférieures à la normale en Europe, et des conditions hydrologiques tout à fait exceptionnelles. *A contrario*, ce contexte a un peu soutenu la performance opérationnelle de votre Société, avec en premier lieu une production hydraulique favorisée par les fortes pluies du premier semestre, qui ont permis de constituer par ailleurs de très belles réserves d'eau. Avec une hausse de plus de 25 % sur le semestre de l'année dernière, la production s'est établie à 25,2 TWh.

S'y ajoutent de bonnes performances opérationnelles dans tous les autres métiers, et ce grâce aux investissements de maintenance et de développement que nous avons maintenus, fidèles à nos priorités industrielles. Au 30 juin, les investissements en France sont en hausse de plus de 15 %, principalement dans la maintenance du parc nucléaire, mais également dans les réseaux.

Tout ceci se retrouve dans la performance opérationnelle du nucléaire, qui est quasi-stable en France malgré des arrêts de maintenance plus longs que prévu, grâce aux investissements consacrés au remplacement des gros composants, qui ont, vous le verrez, notablement renforcé la fiabilité de nos équipements. La baisse sensible du nombre d'arrêts fortuits de nos centrales qui en a résulté compense les arrêts de maintenance plus longs que prévu et nous permet de confirmer nos objectifs de production entre 410 à 415 TWh pour l'ensemble de l'année 2013.

La production nucléaire au Royaume-Uni, pour sa part, affiche un léger retrait de 1 TWh, soit 3 % de moins qu'au premier semestre 2012. Cela tient également au nombre d'arrêts programmés, plus nombreux que l'année précédente.

Dans le domaine des énergies renouvelables, bon semestre également, avec une hausse de 32 % de la production du fait des 1 500 MW de capacités supplémentaires liés aux nombreuses mises en service opérées en 2012. Je rappelle que 2012 a constitué une année record de mise en service pour EDF Energies Nouvelles, et les projets se poursuivent en 2013.

La construction du parc éolien en mer de Teesside, au Royaume-Uni, s'est achevée en juin dernier. 62 MW supplémentaires devraient être mis en service dans l'été. En outre, EDF EN a acquis, en février, l'activité éolienne de Séchilienne Sidec, d'une puissance installée de 56,5 MW et qui a cinq projets en développement pour 60 MW. EDF Energies Nouvelles s'ouvre, ainsi, un nouveau potentiel de développement.

Enfin, et j'en termine avec le gaz et la contribution d'Edison à la performance opérationnelle, particulièrement visible sur l'EBITDA, grâce en particulier à l'impact positif de l'arbitrage du contrat de gaz à long terme algérien déjà annoncé en avril 2013 et au succès de la nouvelle renégociation du contrat qatari. Et les réussites se poursuivent, puisque vient s'y ajouter la deuxième phase de renégociation avec Sonatrach en Algérie, qui s'est conclue pas plus tard qu'hier.

Je tiens à féliciter, je l'ai déjà fait, les équipes d'Edison car renégocier des contrats à long terme n'est pas une mince affaire, et ces succès sont d'autant plus remarquables qu'Edison, acteur relativement modeste du marché du gaz, a réussi là où les grands peinent à obtenir gain de cause.

Les nouvelles renégociations de ces contrats de gaz à long terme, associées, je le souligne, à de bonnes performances des activités électricité, en particulier dans l'hydraulique, nous amènent à relever l'objectif d'EBITDA d'Edison à 1 milliard d'euros dès 2013.

Alors tout cela nous conduit à des résultats financiers en hausse, qui nous permettent de relever notre trajectoire prévue pour 2013.

Le chiffre d'affaires, 39,7 milliards d'euros, est en hausse de 10,7 %. La croissance organique de 4,3 % est portée par la performance industrielle, aussi bien en France qu'à l'international, notamment sur nos bases européennes, avec une croissance de 10,5 % en Italie et de 7,3 % au UK, tout cela en organique.

Une excellente performance, la croissance de l'EBITDA qui dépasse les 9,5 milliards à 9,698 milliards d'euros. Je parlais à l'instant de l'impact des renégociations des contrats d'Edison. Avec la prise en compte de cet impact, l'EBITDA affiche une croissance organique de 6 %, qui nous permet non seulement de confirmer, mais de relever notre objectif d'EBITDA à au moins 3 % pour l'année 2013, et je précise que c'est hors Edison, pour rester dans le même périmètre de comparaison par rapport à ce qui vous avait été dit, sachant que pour Edison, nous relevons notre perspective à 1 milliard d'EBITDA.

Le résultat net, porté notamment par l'opérationnel, enregistre une hausse de 3,5 % en ligne avec nos attentes, et je crois au-dessus du consensus.

Enfin, l'amélioration de notre endettement net, en baisse de 5,5 milliards, permet là aussi de confirmer nos objectifs, avec un ratio d'endettement net sur EBITDA de 2, très satisfaisant puisque situé dans le bas de la fourchette que nous avons annoncée.

Parlons maintenant du plan d'économies, puisque ces bons résultats ne sont pas pour autant une incitation à nous reposer sur nos lauriers, bien au contraire. Dans une économie européenne et française plus que tendue, et alors que des efforts sont demandés à tous, les entreprises me paraissent devoir donner l'exemple, et EDF fait sa part d'efforts.

C'est la position du Groupe qui s'est traduite dans le programme d'économies, dont l'objectif très ambitieux est, comme vous le savez, de réaliser 1 milliard d'euros d'économies dès cette année 2013. Il s'agit d'un plan de réduction de coûts qui porte particulièrement sur nos achats.

EDF a trois raisons principales de s'imposer cette rigueur. La première, c'est que nous avons un très lourd programme d'investissements pour les 10 à 12 ans qui viennent, destiné à assurer la sécurité et la pérennité de fonctionnement, notamment du parc nucléaire, mais également de l'ensemble des autres composantes de nos outils de production et de distribution. Vous le savez, les investissements nécessaires au programme « Grand carénage » sont estimés à environ 55 milliards d'euros d'ici 2025. . *Cash-flow* et rentabilité opérationnelle doivent donc être au rendez-vous pour assurer de tels investissements.

La deuxième raison, c'est que même si le prix de l'électricité reste en France l'un des moins chers d'Europe, nous devons rester vigilants en permanence sur notre compétitivité.

Et la troisième raison, c'est qu'en tant qu'entreprise cotée, nous ne pouvons pas faire autrement que de respecter nos engagements en termes d'objectifs financiers. Vous en êtes les premiers témoins.

Ce premier semestre est de bon augure puisqu'à la fin juin, nous avons déjà réalisé 360 millions d'euros d'économies, en ligne avec la trajectoire qui avait été fixée. Ces économies ont été réalisées dans tous les métiers, toutes les entités de l'ensemble du Groupe, et se ventilent entre 57 % pour la France, 43 % à l'international.

Je tiens là encore à remercier toutes nos équipes, et notamment les opérationnels pour cette mobilisation générale qui, comme vous le voyez, s'est traduite par des résultats concrets.

Parlons maintenant des grands projets industriels du Groupe, car s'il est important de surveiller de près nos ratios et de maintenir notre solidité financière, il n'en reste pas moins que notre premier métier, celui d'industriel, est la base de notre croissance, une croissance saine et durable. Un métier fondé sur notre capacité à mobiliser les investissements nécessaires en termes financiers bien sûr, mais je voudrais y rajouter aussi, et surtout, en termes humains. Je rappellerai juste, sur ce point, le chiffre de 6 000 embauches en 2013, comme en 2012, dont 2 000 créations nettes d'emplois. Nous avons ainsi consacré des investissements nécessaires au développement de nos grands projets industriels, sur lesquels nous avons, ce semestre, connu de belles avancées.

Quelques exemples : dans l'hydraulique, avec l'inauguration du barrage du Rizzanese, quatrième grande centrale hydroélectrique installée par EDF en Corse. Lancé en 2007, ce barrage de 55 MW de puissance installée porte à plus de 30 % la part des énergies renouvelables dans la consommation électrique de l'île une fois la deuxième turbine mise en service. Point non-négligeable, il se substitue à une consommation à partir d'énergies fossiles et permet d'éviter 60 000 tonnes de rejet de CO₂ par an. Ce projet est une nouvelle étape du projet d'investissement de 1,5 milliard engagé par EDF dans le cadre du plan énergétique de la Corse.

Je parlerai aussi des avancées sur le nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni. En France, Flamanville bien entendu vient de connaître une étape décisive de sa réalisation avec, il y a quelques jours, la pose emblématique du dôme du bâtiment du réacteur. Elle constitue un tournant dans l'avancement du projet car elle marque, en gros, la fin du génie civil réalisé à 95 % et ouvre la phase du travail des nucléaristes.

Certaines des étapes importantes de ce domaine ont également eu lieu dans le cours du premier semestre, avec l'installation des premières armoires de contrôle-commande qui permettront, à terme, de contrôler, surveiller et protéger, mais également piloter l'EPR sur 46 % des montages électromécaniques d'ores et déjà réalisés. Je rappelle que la production des premiers kilowatts heures est toujours prévue pour 2016, et qu'avec 1 650 MW de capacité, la centrale de Flamanville permettra de fournir en électricité plus d'un million et demi de personnes.

En ce qui concerne le nouveau nucléaire au Royaume-Uni, je vous dirai très rapidement que nous continuons à travailler sur le projet, que les négociations avec le gouvernement britannique se poursuivent et qu'une décision sera prise avant la fin de l'année.

Enfin, le grand projet industriel que je voudrais évoquer, c'est le terminal méthanier de Dunkerque, deuxième chantier industriel d'importance en France après celui de Flamanville. Il en est aujourd'hui à 40 % d'avancement, dans le respect du budget prévisionnel et du calendrier initial, avec une mise en service fin 2015. Le dôme du premier des trois réservoirs destinés à stocker le gaz naturel liquéfié a été mis en place avec succès le 25 juin dernier, et à ce jour, près de 1 000 collaborateurs travaillent à la réalisation du futur terminal, qui accueillera les plus gros méthaniers mondiaux et qui, je le rappelle, sera doté d'une capacité de stockage de 13 giga mètres cubes, représentant près de 20 % de la consommation française de gaz naturel.

Parlons enfin des systèmes électriques intelligents. Je souhaite terminer avec un sujet important pour l'avenir énergétique de la France. Je vais vous parler des *smart grids*, les systèmes électriques intelligents. Alors de quoi s'agit-il exactement ? Les systèmes électriques intelligents intègrent les technologies de l'information et de la communication à l'infrastructure électrique et sont la réponse aux quatre défis majeurs de demain, à savoir la maîtrise de la demande d'énergie face à la hausse de la consommation électrique, la gestion des périodes de pointe, la maîtrise du bilan carbone de la France, dont il était important de se soucier, et enfin l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau électrique, puisque nous ne savons pas encore efficacement stocker l'électricité.

Pour réussir ces défis, cela nécessite d'avoir des systèmes électriques intelligents capables d'intégrer en temps réel les données de la consommation, c'est tout l'enjeu des compteurs communicants, et de traiter ces informations par une réponse technique adaptée prenant en compte l'objectif de CO₂, les économies d'énergie et les nouvelles utilisations.

Par ces explications, vous comprendrez l'importance de la décision prise récemment de déployer plus de 3 millions de compteurs communicants d'ici 2016, première phase du programme de généralisation des compteurs intelligents sur l'ensemble du territoire.

Première brique du système électrique de demain, ces compteurs offrent plusieurs bénéfices concrets, pour le client tout d'abord, qui verra sa facture ajustée à sa consommation réelle et pourra, ainsi, mieux maîtriser ses dépenses en énergie. Grâce à son compteur communicant, chaque citoyen se retrouvera ainsi en position d'acteur de l'électricité et bénéficiera de délais d'intervention réduits, puisque celles-ci pourront être effectuées à distance.

C'est aussi un bénéfice pour EDF, dont les coûts de gestion seront réduits. ERDF pourra détecter plus rapidement les pannes et, à terme, gérer une meilleure intégration des énergies nouvelles dans le mix de production.

Donc, globalement, un double effet gagnant pour le client et pour EDF. Ne pensez pas que tout ceci soit virtuel ou dans un avenir très éloigné. Ces systèmes électriques sont déjà une réalité grâce aux expérimentations locales que nous avons menées depuis des années, comme à Lyon avec *smart electric Lyon*, projet lyonnais, premier test de dimension industrielle, et à Nice ou encore en Bretagne et en Corse.

Ces expérimentations illustrent tout le sens de notre action : partenaires des territoires, nous devons être capables d'offrir aux décideurs une vision plus précise pour décider de l'avenir énergétique des espaces dont ils ont la charge.

La généralisation des compteurs communicants va accélérer le mouvement et, à terme, faire de l'énergie intelligente une réalité tangible au quotidien pour l'ensemble des foyers français. Ce projet industriel d'envergure internationale est mené, sur le plan opérationnel, par ERDF en France, comme vous le savez. Il réclame sans aucun doute de faire évoluer nos systèmes énergétiques en trouvant de nouvelles articulations entre le national et le local. Nous devons en effet construire un nouvel équilibre entre le modèle traditionnel de production centralisée, tel que nous le connaissons aujourd'hui avec le succès que nous démontrons au quotidien, et un modèle associant les énergies décentralisées, avec une vraie complémentarité entre le mix national et le mix local.

Cette évolution de nos systèmes énergétiques doit être une dimension, essentielle à mes yeux, du débat en cours sur la transition énergétique. Une dimension qui peut donner à la France un nouvel élan dans la fondation d'un modèle que nous pourrons, dans l'avenir, exporter partout dans le monde. Une dimension vertueuse associant les territoires et les élus locaux, dont nous sommes les interlocuteurs naturels, à leur avenir énergétique, clé de leur développement économique.

Je souhaite passer tout de suite la parole à Thomas pour nos résultats financiers, avant évidemment de revenir vers vous.

Résultats financiers

Thomas PIQUEMAL

Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances

Bien, mesdames et messieurs bonjour. Je vais donc maintenant vous détailler, vous expliquer nos résultats pour ce premier semestre 2013. Concernant les sujets de normes comptables, nous avons présenté nos chiffres, en 2013, en appliquant la norme IAS 19 révisée, que naturellement nous avons retraité nos chiffres 2012 pour établir une base comparable.

Le Président Proglia vous a déjà présenté et commenté les chiffres clés dans les grandes lignes. Ils font apparaître un chiffre d'affaires de 39,7 milliards d'euros, en hausse de 10,7 %, 4,3 % de croissance organique, la différence étant quasi-exclusivement liée à la première consolidation à 100 % d'Edison sur le premier semestre 2013. L'année dernière, nous n'avions pu intégrer Edison à 100 % qu'à partir de la fin du mois de mai. Je vous le rappelle, c'était la date de réalisation définitive de la prise de contrôle.

L'EBITDA est en croissance organique de 6 %. C'est plus que le haut de la fourchette que nous avons donnée en début d'année, de 0 à 3 %, et le résultat net part du Groupe est en hausse de 3,5 % à 2,877 milliards. Retraité des éléments non-récurrents, qui sont à peu près du même montant que l'année dernière, il est en hausse de 3,8 %.

La dette financière nette est de 33,7 milliards d'euros. Je précise que conformément aussi aux normes comptables, l'hybride que nous avons émise en début d'année 2013 pour 6,2 milliards d'euros est comptabilisée en fonds propres. Cette dette nette, rapportée à l'EBITDA, fait apparaître un ratio de 2x. Comme le Président l'a dit tout à l'heure, c'est le bas de la fourchette que nous nous étions fixés, de 2 à 2,5x.

Je vais maintenant vous détailler ces différents chiffres, tout d'abord l'EBITDA. Une croissance organique de 6 %, je l'ai dit, portée par la France, +400 millions d'euros de contribution de la France. Le Royaume-Uni semble être en retrait. En fait, vous le savez, puisque je le commente à chaque fois, nous subissons là l'effet de la réévaluation du bilan d'ouverture lors de l'acquisition de British Energy en 2008. Il s'agit d'écritures comptables. Vous le verrez tout à l'heure, la performance est en hausse.

Quant à Edison, les résultats sont également très favorables, +336 millions d'euros de contribution, bonne performance opérationnelle aussi, effet de la renégociation des contrats de gaz. En revanche, dans le reste de nos activités, sur la plaque Europe continentale notamment, en Belgique et en Pologne, un certain nombre d'éléments défavorables, que j'avais d'ailleurs mentionnés lors de notre point trimestriel, amènent un évident retrait, au global, de 191 millions sur le semestre.

EBITDA en hausse de 6,9 %, en montant absolu, EBIT de +3,4 %, alors pourquoi cette différence. Vous le voyez, c'est principalement lié à la ligne du milieu, amortissements, qui augmente de près de 10 %, à 3,709 milliards. +300 millions d'euros d'amortissements, 100 millions liés à un effet périmètre du fait de la première consolidation à 100 % d'Edison, et puis surtout 200 millions qui reflètent l'effort accru d'investissement du Groupe, notamment dans son parc de production en France, et la durée d'amortissement qui est fixée à 40 ans, même lorsque nous remplaçons des composants qui ont une durée de vie industrielle bien supérieure. C'est là que l'on voit l'effort d'investissement du Groupe et cette différence avec la durée d'amortissement, +200 millions d'euros d'amortissements sur le semestre de ce simple fait.

Résultat opérationnel, donc EBIT en hausse de 3,4 %, une charge financière qui diminue de 7,2 %. Je précise également que le coût de l'hybride, conformément aux IFRS, n'est pas comptabilisé sur cette ligne de charge financière. Nous avons également

bénéficié, sur ce semestre, d'un certain nombre de plus-values réalisées lors de la cession des actifs dédiés que nous avons pu sortir en début d'année du portefeuille d'actifs dédiés pour un montant global de 2,4 milliards, suite à l'affectation de la CSPE. J'avais expliqué cela en début d'année, nous couvrons alors 100 % des provisions qui doivent être couvertes par les actifs dédiés.

Donc un certain nombre de plus-values effectuées sur ce semestre, une charge d'impôt qui augmente de 24 % sur le semestre par rapport à l'année précédente. Trois effets à mentionner : tout d'abord la hausse des résultats en France, la hausse aussi de la charge du coût fiscal en France, et enfin, le fait que nous avons bénéficié de la réévaluation des impôts différés en 2012, notamment au Royaume-Uni, grâce à la baisse du taux d'IS dans cette zone.

La part des entreprises associées est en forte progression de 10 %. Il s'agit là, principalement, du résultat de RTE, qui est, vous vous en souvenez, consolidé en mise en équivalence dans les résultats d'EDF. RTE a bénéficié d'un bon effet climat sur ce premier semestre.

Donc au global, un résultat net qui augmente de 3,5 % à 2,877 milliards, avec des éléments non-récurrents nets d'impôt qui s'établissent à 191 millions d'euros sur ce premier semestre 2013. Vous voyez à peu près le même chiffre que l'année dernière, même si l'année dernière, nous avons été contraints de passer une provision complémentaire sur notre participation dans CENG aux Etats-Unis pour 233 millions. Cette année, rien de majeur à signaler, un certain nombre de petites dépréciations dont la liste, voyez, amène à 188 millions d'euros sur ce semestre.

Un focus, maintenant, par grande zone géographique, à commencer par la France, où l'EBITDA est en hausse de 6,6 %, avec une contribution de la production nucléaire à la marge en retrait de 161 millions d'euros, alors que la production est conforme à nos attentes et très proche de celle de l'année dernière. Cet impact sur la marge est principalement lié au fait que les arrêts étaient plus lourds en début de semestre, au moment où les prix sont supérieurs, ce qui explique cet effet négatif sur la marge.

En revanche, la contribution hydroélectrique est en hausse, avec une contribution supérieure de 255 millions d'euros. L'effet climat, lui, est positif. Il est positif au global à 346 millions d'euros, par rapport à une année 2012 au cours de laquelle, au premier semestre fin février, nous avons connu un pic de froid qui avait occasionné une perte de marge pour le Groupe. Il s'agit donc bien là de l'analyse en différence. +346 millions comprend l'effet chez ERDF, ainsi que les activités non-régulées en France du fait de cette différence par rapport à 2012.

L'effet tarif est positif de 250 millions d'euros, principalement sur la part énergie du tarif, puisque le TURPE, après l'annulation par le Conseil d'Etat, est resté relativement stable sur ces six premiers mois de l'année. En revanche, les autres segments sont en retrait de 291 millions d'euros du fait d'une augmentation des taxes qui passent en exploitation, du fait de la poursuite du renouvellement des compétences, avec des embauches nettes qui ont augmenté nos coûts globaux de personnel de l'ordre de 100 millions d'euros, mais au global, nos charges opérationnelles en France restent maîtrisées. Elles restent maîtrisées pour deux raisons : la première raison, c'est que nous avons lancé un plan d'efficacité et de réduction de coûts. Le Président Henri Proglio vous en a donné les grands chiffres tout à l'heure. Et par ailleurs, nous avons poursuivi ce que nous avons commencé en 2012, avec des premiers effets constatés lors du second semestre 2012 et que je vous avais expliqués à l'époque, et qui est d'ailleurs repris dans le rapport de la CRE¹ sur nos coûts, cela consiste à mieux suivre les dépenses de maintenance lourde, mieux analyser nos dépenses, ce qui nous permet d'immobiliser un certain nombre de coûts, ce que nous ne faisons pas avant, et surtout de mieux en suivre

¹ Rapport de la CRE du 4 juin 2013, page 19, paragraphe 1.1.4

les évolutions. Ceci a un effet sur le premier semestre 2013 et pas sur le premier semestre 2012.

En termes de bilan électrique, je vous le disais tout à l'heure, la production nucléaire est à peu près stable par rapport au premier semestre 2012, 207 TWh, soit une différence de 0,5 TWh, même si, je l'ai expliqué, l'impact sur la marge est plus lourd. Vous voyez bien sûr que la production hydro-électrique est en hausse de +5,1 TWh. Voilà pour la partie gauche du bilan. Nous avons été très peu acheteurs nets sur le marché du fait du bon équilibre, et aussi du fait de l'absence de pic de froid sur cette période du premier semestre.

Sur la partie droite, la consommation finale est en hausse de 4 TWh. Retraitée de l'effet climat que l'on évalue à 8 TWh, vous voyez qu'elle est en retrait de 4. Il y a d'autres effets qui expliquent ce retrait, notamment la fin du contrat Eurodif. Peut-être un mot de l'évolution de la consommation, pour dire que évidemment, sur ce semestre, nous avons constaté des évolutions très contrastées entre les segments de clientèle, avec une baisse sensible dans le domaine des grands industriels, une baisse modérée, mais baisse tout de même, dans le domaine des moyennes entreprises, de l'ordre de 2 % sur ce semestre, mais une croissance dans le domaine des particuliers et des TPE, croissance qui s'explique par le nombre de raccordements, mais aussi par les nouvelles applications, ce qui explique qu'au global la consommation de nos clients soit en très léger retrait de l'ordre de 1 % sur ce semestre, retraité des effets climatiques.

La production nucléaire est en progression d'un trimestre à l'autre au cours de ce semestre du fait du calendrier des arrêts programmés, qui était plus tôt dans le semestre par rapport à l'année précédente. Vous voyez qu'à fin mars, on était à 2,6 % de retard, si j'ose dire, par rapport à l'année précédente, et qu'à fin juin on est à -0,2 %, avec un écart de 0,5 TWh. Cette évolution de la production nucléaire est tout à fait conforme avec nos attentes sur ce semestre. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle je confirme notre objectif de production nucléaire qui sera compris dans une fourchette de 410 à 415 TWh.

Je voudrais tout d'abord noter que, au cours de ce semestre, le Groupe a enregistré un taux d'indisponibilité fortuite record, évidemment record à la baisse : 1,64 % d'indisponibilité fortuite, alors que le précédent record avait été atteint en 2011, à 1,82 %. Ceci est naturellement le résultat des programmes lourds d'investissement que nous avons entrepris depuis plusieurs années, avec notamment le remplacement des gros composants.

Quant à la production hydroélectrique, pas besoin de faire des commentaires supplémentaires au-delà de ceux du Président Henri Proglio tout à l'heure, pour dire qu'effectivement, sur le semestre, on l'a tous bien senti, les conditions hydrologiques étaient particulièrement favorables. Vous voyez d'ailleurs la courbe bleue, qui reflète les évolutions en 2013, qui est dans le haut de la fourchette historique, notamment en février et en avril, qui nous permet d'avoir une production en hausse, sur ce premier semestre, de 25,4 %.

Au Royaume-Uni, je l'évoquais en introduction, l'EBITDA avant effet de la réévaluation du bilan d'ouverture de British Energy en hausse, hors effet de change, de 2,8 %, dans un environnement bénéficiant d'un effet climat positif, avec notamment une hausse des ventes de gaz. EDF Energy a su également faire preuve d'une bonne maîtrise de ses OPEX, ce qui a permis, malgré des arrêts programmés nucléaires un petit peu plus lourds, et donc une baisse de la production nucléaire de 1 TWh par rapport au premier semestre 2012, à EDF Energy de délivrer des résultats en hausse, à taux de change constant, de 2,8 %, avec un bilan électrique qui n'appelle pas de commentaire particulier.

L'Italie où la performance d'Edison est tout à fait remarquable, dans un environnement de marché très dégradé. Je vous rappelle qu'en Italie, la demande est en baisse de 3,9 % sur ce premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012. La production d'origine éolienne et photovoltaïque est en forte hausse : +19 %. En même temps, la production hydroélectrique est également en hausse, +38 %, du fait des conditions

météorologiques en Italie. Tout ceci veut bien dire que la production à base de gaz, les cycles combinés à gaz, est en forte réduction : -22 %.

Voilà ce qu'il s'est passé en Italie au cours du premier semestre, et malgré cet environnement très défavorable, Edison a su présenter des chiffres et réaliser une performance opérationnelle en forte hausse. Bien sûr, il y a l'effet de la renégociation des contrats de gaz, le Président Proglia en a parlé tout à l'heure, mais également une bonne performance du parc électrique grâce aux services systèmes, l'optimisation du parc, et au savoir-faire d'Edison en la matière. Je crois qu'il fallait le souligner.

Le bilan électrique n'appelle pas de commentaire particulier. Peut-être sur le bilan gaz, comme on vous l'indique ici pour la première fois sur la partie tout à fait droite, vous voyez en bas à droite, la consommation de gaz est en retrait par rapport au premier semestre précédent. Ceci est cohérent avec la baisse de la production d'électricité basée sur la gaz et montre bien ce qu'il s'est passé sur le marché du gaz au cours de ce premier semestre 2013.

Dans les autres segments internationaux, à l'exception des Etats-Unis, qui sont en progression par rapport à un exercice 2012 qui avait connu un certain nombre de prolongations d'arrêts, et à l'exception du Brésil, qui lui aussi a connu une bonne performance par rapport à un premier semestre 2012 marqué par un arrêt pour maintenance un peu prolongé, les autres segments sont plutôt en retrait. Là aussi, ce n'est pas une surprise. Je l'avais évoqué lors de notre rendez-vous du premier trimestre, notamment retrait en Belgique du fait de la guerre des prix, du fait de l'arrêt d'un certain nombre de centrales nucléaires. Retrait aussi en Pologne du fait de l'évolution plutôt défavorable du contexte réglementaire. Ce qui explique que sur ce segment, l'EBITDA soit en retrait de 6,9 %, à 510 millions d'euros.

Dans les autres activités, en revanche, le chiffre de -12,4 % ne reflète pas la bonne tenue et la bonne performance d'EDF Energies Nouvelles, +2,9 %, malgré le fait que sur ce semestre, peu de ventes d'actifs sont intervenues, contrairement au premier semestre 2012. Ces ventes d'actifs interviendront surtout sur le second semestre. Cette croissance de 2,9 % est principalement liée à la mise en production des parcs. C'est donc de l'EBITDA récurrent. Bonne tenue, aussi, du trading, en hausse de 3,8 %. En revanche, le segment « Autres » en retrait d'un tiers. Dans ce segment, nous enregistrons tous les ans un certain nombre de plus-values réalisées sur la vente d'actifs immobiliers récurrents. Il se trouve qu'en 2012, nous avons des plus-values un peu plus élevées que celles que nous avons enregistrées en 2013, ce qui explique le retrait, qui ne traduit pas l'évolution sur ce segment de la performance opérationnelle, performance opérationnelle, je l'ai dit, des renouvelables et du trading, en hausse entre 3 et 3,8 %.

Donc l'EBITDA en hausse de 6 % en croissance organique, 6,9 % en valeur absolue, ce qui permet une forte hausse du *cash flow* opérationnel, +20 % à 7,9 milliards d'euros. En revanche, le *cash flow* libre est négatif de 1,1 milliard d'euros, principalement du fait d'un niveau de besoin en fonds de renouvellement élevé au 30 juin de 2,771 milliards. Alors certes il se compare à 2,524 milliards, qui était le chiffre du premier semestre 2012, mais ce chiffre incluait l'augmentation du déficit de CSPE, pour environ 680 millions. En 2013, nous n'avons pas d'effet de la sorte. Le problème de CSPE a été réglé en début d'année. Donc, si on compare un BFR 2012 hors CSPE à un BFR 2013 à 2,771 milliards, vous voyez que le besoin en fonds de roulement est à un niveau élevé à la fin de ce premier semestre. Il s'agit là d'effets normaux liés au climat. Il s'agit également de l'augmentation du besoin en fonds de roulement liée aux renégociations de contrats de gaz, qui seront encaissées sur la seconde partie de l'année, mais aussi un certain nombre d'augmentations de délais de paiement de clients, notamment en Italie, et qui est naturellement un point d'attention pour le Groupe. Mais je suis persuadé qu'une grande partie de ce BFR devrait être rattrapée sur la deuxième partie de l'année.

Les investissements sont à peu près au même niveau que l'année dernière, à 6,2 milliards d'euros. Ils sont en fait en légère baisse de 1,5 % du fait de la fin de certains projets, West Burton au Royaume-Uni. Dans les autres segments, la baisse est

principalement liée au cadencement des investissements d'EDF Energies Nouvelles, qui se produiront plutôt sur le second semestre cette année par rapport à l'année précédente. Tout ceci alors que les investissements en France augmentent de près de 600 millions d'euros, principalement dans les moyens de production et accessoirement dans les réseaux.

Un *cash-flow* opérationnel de 7,9 milliards d'euros qui finance largement les investissements dans la maintenance. Comme vous pouvez le voir, 7,9 milliards à gauche, 4,4 milliards d'investissements de maintenance à droite, cela finance également la variation du besoin en fonds de roulement, même si j'estime que cette dernière est un peu élevée au 30 juin. En revanche, ce *cash-flow* opérationnel ne finance pas les investissements de développement. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle nous avons procédé à cette émission de titres hybrides en janvier, 6,1 milliards, qui se traduit en normes comptables IFRS, par une réduction de la dette.

Mais c'est bien comme ça que nous voyons le financement du Groupe : un *cash-flow* opérationnel qui finance la maintenance et le dividende, même si sur ce semestre, nous n'avons pas décaissé de dividende puisque le solde au titre de 2012 a été décaissé en juillet, mais conceptuellement, c'est le *cash-flow* opérationnel qui finance la maintenance et le dividende, tandis que l'ensemble des moyens de financement à notre disposition, notamment l'hybride, permettent de financer les investissements de développement.

Ça c'était le passif. On peut dire un mot aussi de l'actif. Les actifs dédiés : vous savez que nous gérons environ 20 milliards d'euros, c'était 20 milliards au 31 décembre, c'est devenu 20,666 milliards au 30 juin grâce à une performance de 4 % sur un semestre qui est cohérente avec l'évolution de l'indice. Je vous rappelle que ce portefeuille d'actifs dédiés comprend 50 % des titres de RTE pour une valeur de 2,473 milliards, comprend la CSPE, incluse dans les actifs sans risque de 5,571 milliards à gauche, et des titres cotés, soit obligataires, soit des actions.

Nous avons souhaité poursuivre notre effort de diversification de notre politique d'investissement dans les actifs dédiés, notamment à l'occasion de l'opération TIGF, dont j'annonce d'ailleurs que la réalisation définitive intervient aujourd'hui. A l'occasion de cette opération TIGF, par laquelle EDF prend 20 % de TIGF, je rappelle tout de suite que c'est une participation qui ira dans les actifs dédiés, nous avons créé un sous-portefeuille qui s'appelle EDF Invest, et qui a vocation à gérer la totalité des investissements du portefeuille d'activités dédiées dans le domaine non-coté. A terme, c'est-à-dire dans quelques années, nous pensons que ce portefeuille devrait gérer autour de 5 milliards d'euros. Vous voyez bien qu'il s'agit là d'une réallocation au sein des actifs de 20 milliards d'euros. Ça ne se traduit pas par une augmentation de la dette du groupe EDF, puisque ces 20 milliards d'euros sont déjà dans les actifs dédiés. Simplement, nous en réallouons une partie pour gérer et investir dans le non-coté.

Dans ces 5 milliards d'euros, il s'agira principalement d'infrastructures. D'ailleurs, dans les 5 milliards d'euros, nous mettons les 50 % de RTE et les 20 % de TIGF à compter de ce soir. Il s'agira aussi, dans une moindre mesure, d'investissements dans l'immobilier, et dans le *private equity*, notre objectif est d'optimiser le couple rendement-risque en diversifiant notre gestion de ces actifs afin de délivrer le meilleur taux de retour en minimisant le risque. A ce titre, les investissements dans les infrastructures notamment, sont une classe d'actifs tout à fait cohérente avec cette politique. C'est une classe d'actifs dans laquelle nous avons commencé à investir fin 2010.

Ce sous-portefeuille EDF Invest bénéficiera d'une équipe dédiée qui sera dirigée par Guillaume d'Engremont, d'une gouvernance qui s'inscrit aussi dans la gouvernance de gestion des actifs dédiés, qui est très encadrée, à la fois par des textes réglementaires et par une surveillance par un comité du Conseil d'Administration. Nous avons créé également, à cette occasion, un comité de conseil qui sera constitué de personnalités expérimentées et reconnues, permettant de nous conseiller pour des investissements au-dessus d'un certain seuil dans cette politique d'investissement dans le non-coté pour les actifs dédiés.

Maintenant un mot de nos perspectives pour cette fin d'année. Je reprends la liste, même si elle se raccourcit de mois en mois, de nos priorités pour cette année 2013. Nous avons sur cette liste comme priorité ERDF. Ces quelques lettres cachent un sujet majeur pour le Groupe, et un sujet d'ampleur, compte tenu de sa complexité, qui est la refonte du modèle du distributeur. Inutile d'être très long sur ce sujet. Simplement, je reviendrai sur le fait qu'à la suite de l'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'Etat, compte tenu de la nécessité d'investir dans le distributeur, nous pensons qu'il est nécessaire de revoir le modèle du distributeur en partant de la base, en se posant la question de savoir ce qu'est ERDF, et nous espérons bien améliorer sensiblement notre vision et pouvoir mieux expliquer ceci d'ici la fin de l'année.

Deuxième enjeu majeur pour le Groupe, vous le savez, c'est la formule de l'ARENH, puisque conformément à la loi NOME, il est prévu qu'un décret soit pris d'ici la fin de l'année pour préciser la formule d'évolution de ce prix qui fixera les termes de vente à nos concurrents.

Troisième enjeu majeur, prendre la bonne décision d'investissement au Royaume-Uni. Je n'y reviens pas. Le Président l'a indiqué dans son propos introductif.

Enfin, quatrième enjeu majeur, livrer SPARK. Concernant SPARK, nous sommes sur notre trajectoire au 30 juin, puisque nous avons réalisé 35 % de l'objectif, ce qui est normal. Notre objectif annuel, je le rappelle, c'est 1 milliard d'euros d'économies en 2013. Il est normal que les deux tiers se réalisent plutôt sur la deuxième partie de l'année, avec des efforts qui sont faits sur l'ensemble des métiers, sur l'ensemble des pays. Vous voyez aussi le détail sur le transparent suivant.

Au-delà de ces efforts opérationnels qui sont réalisés par l'ensemble des managers et que je voudrais remercier à cette occasion, nous avons lancé un certain nombre d'initiatives spécifiques sur certaines lignes de coûts, que ce soit les coûts de consultants, les frais de déplacement ou l'intérim, avec une action marquée de réduction. Je ne vais vous en citer qu'une : les coûts de consultants, par exemple en France, sont en réduction de 25 % au cours de ce premier semestre 2013 par rapport à 2012, ce qui témoigne de la volonté du Groupe de réduire les frais généraux lorsque c'est possible.

Compte tenu de ces chiffres du premier semestre, compte tenu de notre objectif de réduction de coûts avec SPARK notamment, comme le Président vous l'a indiqué en introduction, nous confirmons nos objectifs en matière de structure financière, mais nous rehaussons nos objectifs en matière de croissance de l'EBITDA. J'avais indiqué, en février, 0 à 3 % de croissance de l'EBITDA hors Edison. J'avais aussi dit, lors de l'Assemblée Générale, qu'au mois de mai, nous visions désormais le haut de la fourchette, c'est-à-dire 3 %. Aujourd'hui, nous indiquons que nous ferons au moins 3 % de croissance de l'EBITDA en 2013 par rapport à 2012 hors Edison. Quant à Edison, c'est un objectif qui est multiplié par deux, puisque nous nous attendions à réaliser 500 millions, aujourd'hui nous nous attendons à faire 1 milliard compte tenu de la bonne performance opérationnelle que j'évoquais au cours du premier semestre et de la renégociation des contrats de gaz. Tout ceci en maîtrisant l'évolution de l'endettement dans un ratio de 2 à 2,5x, ce qui nous permet de poursuivre aussi notre engagement sur un ratio de *payout* pour le dividende assis sur le résultat net courant compris dans une fourchette de 55 à 65 %.

Voilà ce qui termine ma présentation sur ces chiffres 2013 et sur les perspectives de l'année. Un mot, simplement, de l'accord que nous venons de conclure avec Exelon, qui est un accord que je considère être finalement l'épilogue de notre histoire dans Constellation, qui a commencé en 2010 avec trois grands chapitres. Premier chapitre, qui était la négociation du *put*. Vous vous souvenez qu'EDF devait faire face à un risque très significatif. C'était une menace avérée d'exercice d'un *put* de 2 milliards d'euros que nous avons renégocié après un épisode un peu sportif en 2010. Ça c'était le premier chapitre. Le deuxième chapitre, c'était l'opposition que nous avons exprimée fin 2011 à la fusion entre Exelon et Constellation afin de garantir les droits dont nous bénéficions dans CENG, qui est la *joint-venture* qui regroupe les actifs nucléaires de Constellation. Une opposition qui nous avait permis de renforcer l'intégrité de cette *joint-venture*, et c'est à cette occasion

que nous avons retiré notre opposition à la fusion, début janvier 2012. Ça c'était le deuxième chapitre.

Le troisième, et j'espère dernier chapitre, c'est celui que je vous annonce aujourd'hui, qui, à la suite de ce renforcement de l'intégrité du *joint-venture* que nous avons obtenu en début 2012, nous permet aujourd'hui d'obtenir un certain nombre de contreparties en échange du fait que nous confions la gestion des réacteurs nucléaires qui sont dans CENG, dont nous détenons toujours 49,9 %, à Exelon, qui est le premier opérateur nucléaire aux Etats-Unis. Confier la gestion, ça veut dire quoi ? Ça veut dire tout d'abord qu'Exelon pourra réaliser des synergies, dont nous bénéficierons, puisque nous gardons notre capital dans cette *joint-venture*, et nous estimons que la valeur en quote-part d'EDF de ces synergies est de 400 millions de dollars, ce qui aura un effet positif à partir de 2015 sur notre résultat net. Confier la gestion à Exelon, ça veut aussi dire qu'Exelon prend le risque total d'exploitant nucléaire. Etant français aux Etats-Unis, nous n'avons pas le droit de l'exercer. C'est aussi une des raisons pour lesquelles nous ne pouvions pas rester dans cette situation, à mi-chemin entre copropriétaire de centrales nucléaires, mais sans avoir vraiment le droit d'exercer notre responsabilité d'exploitant. Exelon va exercer sa responsabilité totale d'exploitant sur ce parc, et nous indemniserà donc totalement pour ce risque. Et enfin, tout ceci alors que nous maintenons tous nos droits actuels dans la *joint-venture* CENG.

Au-delà de ces effets positifs liés à l'intégration opérationnelle, nous bénéficions d'un *put* sur Exelon qui sera exerçable entre janvier 2016 et juin 2022, à valeur de marché, ce qui nous permet d'avoir une option de sortie si le Groupe souhaite céder, à partir de 2016, dans un environnement de prix que j'espère plus favorable qu'aujourd'hui, compte tenu notamment des perspectives de reprise aux Etats-Unis.

Et enfin, à cette occasion, Exelon a accepté de faire un prêt à CENG pour permettre le paiement d'un dividende extraordinaire à EDF de l'ordre de 400 millions de dollars, ce qui permet d'anticiper en gros la création de valeur liée aux synergies qui seront réalisées par l'intégration des flottes. Ceci devrait être réalisé une fois que nous aurons obtenu l'autorisation de la NRC, c'est-à-dire en début 2014.

Voilà donc pour le troisième, et j'espère dernier chapitre de cette aventure américaine avec Constellation. Mais EDF aux Etats-Unis, ce n'est pas que cela, bien au contraire. C'est un grand potentiel de croissance dans un environnement qui connaît une révolution énergétique, dans un environnement qui est très dérégulé, qui nous permet d'ailleurs, grâce à notre savoir-faire en optimisation, de réaliser de la marge d'optimiseur, notamment en gérant pour compte de tiers des capacités. Vous voyez sur cette *slide* : 26 GW gérés pour compte de tiers, c'est-à-dire qu'on fait de la marge sans investir. Puis, c'est surtout un environnement qui nous permet de développer un nouveau savoir-faire, de nouvelles offres commerciales, dans un environnement dérégulé qui connaît cette révolution énergétique et qui permet donc d'anticiper sur ce qui pourrait se passer ailleurs, et développer notre savoir-faire, suivre la R&D. Nous avons une équipe en Californie pour faire cela. Même si c'est, en termes de contribution aux résultats du Groupe, modeste par rapport aux autres activités, c'est un axe de développement pour le futur pour EDF.

Voilà qui termine ma présentation. Je vous remercie pour votre attention et je crois que nous pouvons maintenant prendre des questions dans la salle. Merci.

Questions-réponses

Question de Benjamin LEYRE (EXANE)

J'ai trois questions s'il vous plaît. Tout d'abord au sujet des tarifs d'électricité pour les consommateurs. La CRE, début juin, a proposé que les tarifs reflètent le niveau d'endettement du fait que les CAPEX devraient fortement augmenter, dans la partie nucléaire notamment. Est-ce que c'est quelque chose qui a reçu, de votre compréhension, un écho favorable au sein du gouvernement dans sa réflexion sur la formule tarifaire ?

Deuxième question. Vous avez indiqué que l'EBITDA serait en croissance d'au moins 3 % sur la partie non-Edison. Est-ce que vous avez une sorte de fourchette max aussi en tête ? Pouvez nous indiquer un niveau du résultat net récurrent pour l'année ?

Troisième question, toujours au sujet d'Edison. Est-ce que vous pourriez décomposer, s'il vous plaît, la croissance supplémentaire de 500 millions d'euros en 2013 par rapport à ce que vous attendiez en début d'année entre la partie hydraulique et la partie gaz, et est-ce qu'il est raisonnable de penser que la partie gaz, que nous retrouvons un peu plus tôt, donc en 2013, devrait d'autant diminuer les perspectives d'EBITDA en 2014 que vous nous aviez exposées en début d'année, qui étaient je crois de minimum 1,7 milliard d'euros ?

Henri PROGLIO

Il m'est difficile de commenter les réactions du gouvernement vis-à-vis des recommandations de la CRE, comme vous l'imaginez. La CRE est une institution indépendante. Elle a fait connaître son analyse du coût effectif, et donc de la pente tarifaire souhaitable. Que le gouvernement en ait entendu les considérations, je le suppose. En tout cas, notre discussion s'est menée de toute façon de façon bilatérale avec le gouvernement sur les évolutions tarifaires. Encore une fois, la CRE joue son rôle. Elle indique une orientation, elle donne un avis. C'est sa mission. Cet avis est entendu. Aujourd'hui, le gouvernement a décidé une pente tarifaire conforme à ce que nous lui avons d'ailleurs proposé, c'est-à-dire à la fois destinée à rétablir les grands équilibres économiques du Groupe compte tenu des investissements à venir et de la situation des coûts d'exploitation, et d'autre part... comme vous le savez, cette pente naturelle, non seulement conforte, en tout cas réaffirme la compétitivité française en matière de coûts de l'électricité, puisque nous avions avant la décision le prix le plus bas d'Europe en dehors de la France, et la pente sera une pente extrêmement douce par rapport aux autres évolutions des prix européens hors France. Je le réaffirme ici.

Donc ça vaut pour les tarifs bleus, comme vous le savez, puisque les autres tarifs ont évolué de manière différente, et la compétitivité du territoire français en matière de coût de l'électricité pour les entreprises en sortira renforcée.

Au fond, c'est une situation qui permet d'associer les caractéristiques de la mission de service public qui nous sont particulièrement sensibles, c'est-à-dire au fond qualité de service/compétitivité du service rendu, en même temps qu'on satisfait les grands équilibres, sachant qu'EDF et par ailleurs sa part de travail sur l'optimisation de sa structure de coûts, on l'a vue au travers du plan d'économies, qui portera les économies nécessaires, c'est-à-dire plus d'1 milliard d'économies au titre de l'exercice dans son ensemble, et sera poursuivi dans l'avenir.

On voit bien que ces évolutions ont vocation à la fois à maintenir la compétitivité française en matière de coûts de l'électricité, voire la renforcer, et en même temps à assurer les grands équilibres économiques du Groupe, qui nous permettent à la fois de faire face à ses investissements et d'autre part à satisfaire les exigences naturelles de ses actionnaires.

Voilà. On ne peut pas en dire beaucoup plus sur la réaction du gouvernement vis-à-vis de la recommandation de la commission de régulation. Elle a été entendue à coup sûr, mais voilà ce qu'on peut en dire. Je passe la parole à Thomas...

Thomas PIQUEMAL

Je ne peux pas m'empêcher quand même de revenir sur ce rapport de la CRE. Effectivement, vous mentionnez le fait que le CRE souligne que l'évolution de nos coûts comptables n'est pas tout à fait la même que l'évolution de nos investissements, puisque les tarifs sont calculés sur les coûts comptables, en additionnant, comme c'est très bien expliqué d'ailleurs dans le rapport de la CRE, il y a beaucoup de détails pour bien expliquer toutes ces évolutions majeures, le tarif est calculé notamment en retenant un coût des investissements passés qui augmente de 2,9 %, puisque c'est calculé sur la base d'actifs, la VNC des actifs sur laquelle on applique un taux de rentabilité. Entre parenthèses, c'est un raisonnement, d'ailleurs, régulé qui est fait sur nos actifs.

Donc cette composante coût du capital et coût des investissements passés augmente de 2,9 % dans le rapport de la CRE, alors que la CRE elle-même souligne que nos investissements cash augmentent, de mémoire, entre 16 et 17 %. C'est un point que la CRE a noté, qui ne touche pas le tarif, puisque comme l'expliquait le président, ces tarifs sont calculés sur les coûts comptables. En revanche, de notre point de vue, c'est un élément extrêmement important à prendre en compte lors de la fixation de la formule de l'ARENH, qui devrait intervenir d'ici la fin de l'année, puisque la formule de l'ARENH doit couvrir le coût complet sur une base économique, et pas comptable, du prix de revient de production nucléaire d'EDF.

Et justement, on voit bien toute l'incohérence qu'il y aurait à retenir des coûts comptables et pas économiques, compte tenu de la différence qui est bien notée et bien expliquée par la CRE.

Voilà juste le commentaire que je voulais rajouter sur ce rapport de la CRE, qui est formidable d'ailleurs parce qu'il répond à beaucoup de vos questions, puisque tout est pratiquement public maintenant dans nos comptes, dans nos évolutions de coûts et d'investissement par grande nature, et tout est remarquablement bien expliqué.

Deuxième question, c'était les chiffres, la fourchette. Non, nous n'avons pas de chiffre maximum. Nous avons un minimum, mais pas de chiffre maximum. C'est bien pour ça qu'on a dit « au moins 3 », parce qu'on se fixe toujours des objectifs ambitieux. Au moins 3 % de croissance hors Edison. Si vous prenez l'EBITDA 2012 retraité de l'IAS 19 révisée, puisque ça nous coûte environ 70 millions d'EBITDA sur la base 2012, vous enlevez Edison, vous appliquez 3 %, vous arrivez à 15,5. Vous rajoutez Edison, 1 milliard, vous arrivez à 16,5. Voilà le plancher que je peux vous donner d'EBITDA pour 2013.

En revanche, en résultat net, on ne donne pas de chiffre précis. Comme d'habitude, je peux vous faire un commentaire sur le consensus, pour vous dire que je suis extrêmement confortable avec ce consensus, puisqu'il semble être un peu bas sur le résultat net, puisque il s'établit à 3,3 milliards d'euros alors que, compte tenu de notre performance sur le premier semestre, compte tenu de la performance notamment d'Edison dans le domaine gazier, dans le domaine électrique en Italie, et du fait que nous doublons notre objectif sur Edison de 500 à 1 milliard d'euros, il faut mécaniquement rajouter 300 millions par rapport à ce consensus de résultat net. Voilà le seul commentaire que je peux faire là-dessus.

Enfin, votre question porte sur Edison. Est-ce qu'on peut donner plus de détail sur les chiffres ? La réponse, c'est non. Il s'agit de secrets commerciaux. Vous nous en excuserez. Bruno peut peut-être expliquer davantage la façon dont ça se passe, où on en est sur ces renégociations, mais pas donner plus de chiffres puisqu'à nouveau, ceci ne serait pas favorable pour nos opérations et nos relations avec nos principaux fournisseurs en Italie. Bruno, peut-être expliquez justement comment se déroulent ces négociations, où nous en sommes. On projette quelques *slides* spécifiques sur le sujet.

Bruno LESCOEUR

Oui, donc Edison a quatre contrats long terme de gaz principaux : le Qatar, la Lybie, la Russie et l'Algérie. Nous avons procédé à la renégociation des contrats sur une première période, 2010-2012. Il est classique que ces contrats comportent des clauses de renégociation de prix à peu près tous les trois ans. Pour le Qatar et la Lybie, ainsi que pour l'Algérie, ça s'est conclu en allant jusqu'à demander un arbitrage après une période de renégociation intense. Nous avons eu deux arbitrages favorables, en septembre 2012 pour le Qatar et la Lybie, et puis plus récemment en avril pour l'Algérie.

Ces arbitrages sont associés à un accord commercial. Il est toujours possible de tomber d'accord avant la sentence arbitrale avec le fournisseur. Nous sommes tombés d'accord avec Gazprom en juillet 2011. Ces opérations ont permis de retrouver une marge raisonnable sur la période 2010-2012 pour ces contrats long terme.

Nous avons donc démarré le nouveau cycle de renégociation et de révision de prix de ces contrats long terme dès l'automne, compte tenu notamment d'une baisse supplémentaire des prix du gaz sur le marché italien, qui s'est concrétisée dans la deuxième partie de l'année 2012. Nous sommes tombés d'accord en juillet avec le Qatar et l'Algérie pour la nouvelle période 2013-2015, accord qui porte non seulement sur le prix, mais aussi sur les flexibilités supplémentaires sur les quantités. Et puis nous avons démarré les procédures d'arbitrage pour Gazprom et pour ENI, qui nous assure la fourniture du gaz libyen.

Si vous voulez, des procédures de rediscussion de prix s'étalent sur de nombreux mois. On commence en général par une période de discussion de 6 mois pour essayer de se mettre d'accord. Si on n'arrive pas à se mettre d'accord au bout de 6 mois, on déclenche la procédure d'arbitrage. Les constitutions du tribunal arbitral et les différents échanges, de mémoire, durent entre 12 et 18 mois. Ensuite le tribunal prend de 3 à 6 mois pour rendre son verdict, et ceci fait que, pour les procédures qu'il nous reste à engager... à conclure pour le contrat avec Gazprom et le contrat libyen avec ENI, on peut dire que les résultats ne peuvent pas être raisonnablement attendus avant 2014, à moins que, bien sûr, nos deux fournisseurs nous fassent des propositions qu'on ne pourrait pas refuser d'ici là.

Thomas PIQUEMAL

Peut-être un point de clarification, justement, sur l'impact compte tenu de ces résultats d'Edison en 2013. Vous vous souvenez, on avait expliqué qu'on s'attendait à des effets d'arbitrage de renégociation, mais pas si tôt. On s'attendait en 2014. Or naturellement, ce qu'on obtient en 2013, on ne l'aura pas en 2014, ce qui doit vous amener à revoir votre évolution sur Edison en 2014. Il n'en reste pas moins que ça nous permet de confirmer le niveau de rentabilité normatif d'Edison, qui est entre 1 milliard-1,1 milliard d'euros, retraité de cette volatilité liée à ce qu'évoquait Bruno à l'instant de calendrier de renégociation des contrats.

Question de Geert DE CLERCQ (REUTERS)

J'ai trois questions. N'hésitez pas à me répondre en français, mais je ne voudrais pas que vous souffriez trop de mon mauvais français.

Tout d'abord, vous avez dit qu'il y avait une reprise de la demande au niveau consommateur et des très petites entreprises. La demande d'électricité en Europe baisse depuis 2008. Ma question est la suivante : constatez-vous le début d'une reprise de la demande, et qu'est-ce que cela vous dit sur l'économie ?

Ma deuxième question concerne la sortie du nucléaire aux Etats-Unis. Le prédécesseur de Monsieur Proglia avait de grandes ambitions pour construire jusqu'à quatre EPR aux Etats-Unis. Je pense que vous n'avez jamais été aussi optimiste que lui. Pouvez-vous nous donner un aperçu d'ensemble de votre vision du nucléaire aux Etats-Unis ? Il y a beaucoup de centrales nucléaires qui sont en

train d'être fermées actuellement et votre décision, je pense, reflète cette détérioration des perspectives pour le nucléaire aux Etats-Unis.

Et dernièrement, est-ce que cela peut avoir un impact sur votre décision ou sur votre estimation des évolutions au Royaume-Uni ? Le Royaume-Uni, évidemment, ça n'est pas les Etats-Unis, mais c'est également une économie où le gaz de schiste est en train d'être examiné... mais je crois que vous avez déjà répondu avec votre langage corporel.

Thomas PIQUEMAL

Ce que j'expliquais tout à l'heure, c'est simplement le fait qu'en France... d'ailleurs, ça n'était pas un commentaire sur toute l'Europe, mais sur la situation en France. En France, tous les ans, nous constatons une légère hausse de la consommation pour les résidentiels et les très petites entreprises.

Autre question, quant à savoir si on pense qu'il y aura une reprise économique. Je peux simplement vous dire ce qu'on dit dans le rapport RTE qui nous dit que pour le premier semestre, pour les grands industriels qui sont directement liés ou connectés à notre réseau, la consommation a baissé de 10 % dans l'ensemble, mais cette baisse était plus modeste pendant le mois de juin. Un ralentissement de la baisse dans un environnement de baisse, pour ainsi dire. Mon commentaire porte sur la France seulement.

Henri PROGLIO

La France se distingue des autres pays européens en matière d'énergie, particulièrement à cause de sa démographie. La croissance de la démographie française est quelque part le paramètre qui fait qu'on voit une continuité de la croissance des besoins domestiques par rapport aux pays européens comme l'Allemagne ou l'Italie. On en voit effectivement l'application quand vous regardez les chiffres de consommation. Et si on trace une perspective, puisqu'on a depuis quelques mois tous en tête les sujets de trajectoire de consommation à moyen et/ou long terme, il faut tenir compte à la fois de l'évolution de la population, et de la croissance de la population qui est liée à la démographie, qui est un paramètre quasi certain, prévisible en tout cas, et de la consommation unitaire, qui elle-même bénéficie du fait que l'électricité gagne en parts de marché sur le mix énergétique individuel chaque année un peu du fait de toutes les nouvelles applications et de toutes les évolutions du monde « moderne », qui favorise plutôt l'électricité que les autres sources d'énergie.

Au fond, on voit la composante des deux impactée de façon récurrente.

Intervention dans la salle : « Les pompes à chaleur ? »

Non, ça c'est pour le problème de maîtrise. La consommation d'énergie, d'électricité, continue à augmenter par foyer en raison de toutes les nouvelles applications. Et par ailleurs, la population continue de s'accroître en France du fait de la démographie. Donc les besoins en électricité des particuliers en France continuent à croître, ce qui n'est pas le cas dans tous les pays européens, encore une fois. C'est une particularité. Sur les industriels, comme Thomas l'a précisé, on ressent la crise, par définition, avec des évolutions qui sont certes modérées, modulées en fonction des périodes, mais enfin, on ressent la crise depuis à peu près 2011.

Donc globalement, quand vous regardez les chiffres, vous verrez que la consommation française globale continue à s'accroître, plus sous la pression de l'évolution des particuliers et malgré la baisse des consommations industrielles liées à la conjoncture.

Sur le nucléaire aux Etats-Unis. Nul doute que les Etats-Unis sont marqués par la révolution énergétique, liée comme vous le savez tous aux sources nouvelles d'énergie que constituent les gaz non-conventionnels, à la chute vertigineuse des prix des gaz non-conventionnels, qui a atteint des prix inimaginables avant. C'est-à-dire que ça a fait baisser

considérablement les prix du gaz aux Etats-Unis. Ils ont un peu remonté autour de 4 dollars le million de btu. Ils étaient descendus jusqu'à 2,5. Et rend ce type d'énergie absolument ultra-compétitif par rapport à toutes les énergies alternatives. De fait, on assiste à une restructuration du paysage de l'électricité aux Etats-Unis en faveur de l'énergie produite à partir du gaz, d'où les chutes de consommation du charbon et les exportations de charbon, et donc la chute de la matière première charbon sur les marchés internationaux liée aux exportations américaines et à la non-importation.

Tout ça constitue un ensemble qui révolutionne le marché de l'énergie aux Etats-Unis, comme on le sait tous, et d'une manière générale, plus particulièrement sur le périmètre nord-américain, révolution énergétique d'une part, révolution industrielle d'autre part, évolution forte de l'industrie par ailleurs, vous le savez, relocalisation d'électro-intensif sur le territoire nord-américain, qui quitte l'Asie pour aller vers les Amériques, notamment les Etats-Unis.

L'impact sur le reste du monde suscite des réflexions plus importantes. C'est-à-dire, au fond, on ne peut pas extrapoler simplement ce sujet-là, pour plusieurs raisons. La première, c'est que le paysage américain va encore être chamboulé, parce qu'aujourd'hui les niveaux de prix sont tels que les producteurs de gaz non-conventionnels sont en difficulté, et donc souhaitent accéder à l'exportation, ce qui n'est pas encore le cas. Deuxièmement, parce que le coût d'accès aux gaz non-conventionnels, si même il y avait des exportations américaines, devrait tenir compte des coûts de liquéfaction et de transport, et donc rendrait ces gaz beaucoup moins compétitifs en Europe ou en Asie qu'ils ne le sont aujourd'hui aux Etats-Unis. On compte à peu près 5 dollars le transport et donc s'il y avait un rééquilibrage des prix américains par les exportations, on voit que 5 + 5 ça fait 10, 10 c'est à peu près le coût du gaz en Europe. Il est de l'ordre de 15 à 17 en Asie. Donc l'impact sur le paysage européen en matière de prix du gaz ne serait pas si important que ça. Ça aurait d'autres impacts par ailleurs, mais pas tellement sur les prix du gaz, et donc ça ne révolutionnerait pas de la même manière le paysage européen de l'énergie.

Encore une fois, tout ceci mérite d'être analysée de manière plus fine, avec toutes les conséquences que cela peut avoir à la fois sur les équilibres financiers de chacun des pays, c'est-à-dire sur les budgets, les exportations ou les importations, et deuxièmement sur les impacts industriels. Mais en tout cas sur les prix de la matière première gaz, qui est pour nous une matière première pour produire de l'énergie électrique, l'impact ne serait pas aussi important que cela.

Donc ça n'impactera pas la décision britannique, qui est liée à d'autres sujets, qui sont des sujets géostratégiques : indépendance énergétique, coût des énergies, perspectives d'évolution à long terme du prix des énergies, qui font que les Britanniques, les gouvernements britanniques devrais-je dire puisque ça a transcendé les évolutions de la politique britannique, puisque cette démarche qui a été engagée par l'ancien gouvernement a été reprise et renforcée par le nouveau, donc on a une continuité dans la décision. La décision britannique d'aller vers le nucléaire est une décision raisonnée et stratégique qui a été prise en tenant compte de l'ensemble des composantes, y compris de celle-là, mais qui a été arrêtée.

Maintenant, la question que vous me posez, si ça concerne nos décisions sur le territoire britannique en matière de nucléaire, évidemment vous comprenez que je n'en dise pas beaucoup plus. Simplement, je réponds très précisément à la question que vous avez posée : non, il n'y aura pas d'impact significatif sur le territoire britannique parce que les décisions ont été arrêtées en toute lucidité et deuxièmement, le sujet, ensuite, c'est la négociation en cours, dont vous connaissez les contours approximatifs.

Thomas PIQUEMAL

Si vous permettez, je vais prendre des questions Internet.

Question Internet

Sur l'accord Exelon, « Est-ce que les 400 millions de dollars sont une valeur cumulée ou tous les ans ? ».

Thomas PIQUEMAL

400 millions de dollars, c'est la valeur actualisée sur la durée de vie du parc de l'ensemble des synergies.

Question Internet

Changement comptable à attendre ?

Thomas PIQUEMAL

Indépendamment de cette opération, qui n'entraîne aucune modification de gouvernance, vous savez certainement qu'à partir du 1^{er} janvier 2014, l'intégration proportionnelle est interdite, donc nous ne pourrons plus consolider CENG en intégration proportionnelle. Nous perdrons donc, du fait de ce changement de norme, qui nous sera applicable à partir du 1^{er} janvier 2014, la quote-part d'EBITDA que nous consolidons dans les chiffres que je vous ai présentés tout à l'heure. C'est aussi une des raisons pour lesquelles on a voulu avoir un versement de dividende exceptionnel de 400 millions de dollars, pour que cette opération de déconsolidation qui est à venir du fait de cette modification de norme comptable n'ait pas d'effet sur nos ratios financiers.

Andrew Moulder (CREDITSIGHT)

« Est-ce que le *put* est simple au prix de marché ou plus complexe ? ».

Thomas PIQUEMAL

Non, c'est un *put* simple au prix de marché, c'est-à-dire avec une mécanique d'expertise, offre, contre-offre et expert, tout à fait classique aux Etats-Unis.

Question d'Emmanuel TURPIN (MORGAN STANLEY)

Quelques questions s'il vous plaît. Premièrement, vous avez mentionné des plus-values sur les actifs dédiés comptabilisées au compte de résultat. Pouvons-nous avoir une quantification s'il vous plaît ?

Deuxièmement, pour revenir sur les Etats-Unis, quelle est la valeur comptable que vous portez au bilan pour les actifs sur lesquels vous avez négocié ce *put* ?

Troisièmement, j'ai noté une bonne performance de conversion de cash sur vos états financiers. On a une évaluation de 700 millions des éléments non-monétaires, qui passent de -800 à -50. Pouvez-vous éventuellement nous donner quelques indications sur la source de cette amélioration ?

Je vais tenter de revenir sur l'Italie, en demandant un commentaire sur la performance opérationnelle sous-jacente hors négociation des contrats de gaz. Est-ce que cette contribution opérationnelle hors compensation des contrats reste positive, et comment évolue-t-elle d'une année sur l'autre ? J'aurais imaginé que l'augmentation d'objectif d'EBITDA en Italie, de 500 à 1 milliard d'euros, vient principalement de la renégociation de contrat, que vous ne quantifiez pas. Je

respecte cette absence d'information, mais est-ce que vous augmentez sensiblement votre anticipation opérationnelle sur l'Italie hors renégociation de contrat ?

Et pour finir, sur Spark, vous avez mentionné une bonne performance des équipes sur le premier semestre. Vous ont-elles permis de mettre en évidence de nouveaux potentiels d'action ? Je n'attends pas de quantification aujourd'hui, mais sur quelle partie de ces efforts est-ce que vous pensez qu'il y a le plus de potentiel pour l'avenir ?

Thomas PIQUEMAL

Les plus-values sur les actifs dédiés, le chiffre qu'il faudrait avoir en tête par rapport à l'année précédente est entre 150 et 200 millions d'euros, par rapport à ce que nous avons fait l'année précédente.

Sur la VNC des Etats-Unis, on ne donne pas les chiffres de VNC par actif. En revanche, je vous rappelle juste les chiffres qu'on a communiqués jusqu'à présent : c'était un coût global d'acquisition de l'ensemble de ces opérations, entre Unistar, Constellation, les titres, qu'on a vendus d'ailleurs l'année dernière, les 49,9 % de CENG, tous ces coûts... c'était au global un peu plus de 6 milliards de dollars, et on a déprécié au global 2 milliards (d'euros). Ça donne une indication assez simple. Tout ceci, naturellement, va dans nos comptes et est déjà enregistré fin 2012.

Troisième question, source d'amélioration du cash. C'est vrai, vous avez tout à fait bien noté le fait qu'il y a une conversion en cash significative sur ce semestre de l'EBITDA, puisque les éléments non-monétaires de l'EBITDA sont très faibles par rapport à l'exercice précédent. Ceci est principalement lié aux activités de trading, puisque par rapport au semestre précédent, il y a moins de marge en carnet, mais cette marge a été réalisée sur le semestre.

Est-ce que l'évolution de la performance opérationnelle en Italie est durable ? Bruno pourrait répondre beaucoup mieux que moi mais le savoir-faire en matière d'optimisation est démontré et c'est aujourd'hui dans le domaine électrique, ce qui permet de faire de la marge. Donc moi, je m'attendrais à ce que ceci soit durable. Naturellement, en matière d'hydroélectricité, cela dépend des conditions météorologiques. Là, c'est plus dur de prédire.

Quant à Spark, est-ce que nous avons identifié de nouveaux modes d'intervention ? Bon, d'abord, c'est une recherche permanente d'efficacité. Le Président Henri Proglio l'a dit tout à l'heure. On avait déjà en 2010 lancé un plan de performance qui portait plus sur l'identification de synergies à réaliser au sein de filiales qui, soit parce qu'elles n'étaient pas en contrôle à l'époque, soit parce qu'elles avaient été acquises récemment, n'avaient pas développé beaucoup de synergies entre elles. Ça, c'était la première étape. Deuxième étape, c'est Spark, où là, c'est un effort immédiat de recherche d'efficacité en 2013. Au-delà de cela, naturellement les efforts sont permanents. Je ne cite rien de spécifique puisque tout ceci fera partie de ce que l'on pourrait évoquer lors de la présentation de nouvelles perspectives – vous savez que j'avais indiqué le fait qu'une fois que l'on aurait traité ce qu'on doit traiter en 2013, qui est une année de transition, avec une feuille de route qui est encore chargée pour cette année 2013 ; je l'évoquais tout à l'heure, on avait comme ambition de retracer ce que le Groupe mérite, compte tenu de la stabilité de son business model et de ses perspectives de croissance, c'est-à-dire une perspective à nouveau à moyen terme. Je ne vais pas le faire aujourd'hui mais cela en fera partie. La seule chose que je peux dire, c'est que l'effort – et je l'évoquais tout à l'heure en commentant l'évolution des OPEX et le fait que nous maîtrisons mieux le suivi du coût d'un certain nombre d'opérations de maintenance lourde – est un effort de gestion qui passe naturellement par des modifications des systèmes de gestion, modification de la façon dont les entités opérationnelles suivent les coûts des grandes opérations et ça, c'est un effort qui est constant, que l'on a renforcé en plus en 2013, avec le lancement d'un grand projet de renforcement du contrôle de gestion industrielle et dont personnellement j'attends

beaucoup, même si ceci prendra du temps à être mis en œuvre puisque ce sont des enjeux majeurs au sein de la DPI² en France. Et nous progressons pas à pas avec une très bonne entente avec les équipes opérationnelles. Mais j'attends beaucoup de cela. Ce ne sont pas des chiffres, ce sont des questions d'organisation et de gestion mais je crois, en tout cas, que les premiers retours sont extrêmement positifs à ce titre-là.

Une question CSPE par internet.

Question CSPE qui demande si l'évolution à la baisse des prix de marché pourrait créer un nouveau déficit de CSPE. Est-ce que c'est un problème par rapport à la solution que nous avons négociée avec le Gouvernement ? Et enfin, quelle est la position du Groupe EDF sur ce problème de CSPE ?

Thomas PIQUEMAL

Alors, oui, effectivement, j'explique le sujet. Compte tenu de la baisse des prix de marché et du fait que le prix de vente de l'énergie renouvelable est, lui, à prix fixe pendant vingt ans, quand le prix de marché baisse, comme nous vendons l'énergie que nous achetons sur le marché, eh bien notre compensation, entre un prix qui est stable et le prix de marché qui baisse, devrait augmenter. Cette compensation est versée par la CSPE et donc, toutes choses égales par ailleurs, on pourrait se dire que l'on va recréer du déficit. Ce n'est pas le cas. Au 30 juin, je vous l'ai indiqué tout à l'heure, la réponse, c'est non. Il y a un petit effet BFR mais qui n'a rien à voir avec les chiffres historiques. Donc ceci n'a pas d'impact sur l'accord que nous avons négocié avec le Gouvernement. Quant à la position d'EDF sur la CSPE, il n'y a rien de neuf. La Cour des comptes vient de sortir un rapport sur les énergies renouvelables et c'est la Cour des comptes qui refait un certain nombre de propositions qui ne sont, de son point de vue, pas nouvelles puisqu'elle les avait déjà faites, si ma mémoire est bonne, en 2011. Quant au financement des énergies renouvelables, je ne suis pas certain que l'on ait d'autres commentaires à faire sur ce sujet.

Question de Julie ARAV (BARCLAYS)

J'aurais deux questions. La première, est-ce qu'on pourra avoir un peu plus de détail sur TURPE 4. Sauf erreur de ma part, il y a eu la première consultation de la CRE. Quels sont les différents scénarios que vous envisagez ? J'ai cru comprendre que c'était d'ici la fin de l'année.

La deuxième question concerne la hausse des tarifs qui a été annoncée. Est-ce que vous pouvez nous donner un peu plus de détail sur la hausse accordée sur les segments professionnels et industriels car, de ce que j'ai compris, les 5 % ne concernent que les résidentiels ?

Et juste, dernière petite question, est-ce que vous voyez une probabilité de décalage de la nouvelle loi énergétique après les élections municipales ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

Je vais répondre aux deux premières questions. TURPE 4, la CRE présente une méthode et une méthode alternative. La méthode présentée, non pas la méthode alternative mais la méthode d'ERDF que nous soutenons dans son principe, même si, pour nous, ce n'est qu'un sujet à traiter. Déjà, il est très compliqué, comme le montre bien la consultation de la CRE mais pour nous, ce n'est qu'un sujet à traiter. C'est ce que j'évoquais tout à l'heure de façon très schématique. Ce sujet TURPE 4 et le sujet de la rémunération du distributeur, nous, la question qu'on pose avant, c'est de savoir ce qu'est le distributeur. Ce que l'on pose comme question, avant, c'est de savoir finalement quels sont les actifs. Est-ce que ce sont des actifs qui sont financés par le distributeur, gérés par

² Direction de la Production et Ingénierie

le distributeur ou financés par d'autres ? Comment est-ce que l'on doit rémunérer ? C'est d'ailleurs ce débat qui est posé dans la consultation de la CRE et cela fait bien partie de ce chantier global. C'est l'un des éléments. D'ailleurs, notre objectif, c'est de mettre cet élément en cohérence avec le distributeur, avec la valeur du distributeur et si vous m'interrogez simplement sur la formule du TURPE 4, nous soutenons dans le contexte que je viens d'évoquer la position exprimée par ERDF, qui est d'ailleurs indiquée comme étant la solution présentée par la CRE et pas la solution alternative.

Sur les hausses de tarif, non, les hausses de tarif pour les clients jaunes et verts ne sont pas publiques. Seules sont publiques les annonces faites par le Gouvernement sur les +5 % et sur la visibilité qui est offerte. En revanche, nous avons retenu une hypothèse, dans ces chiffres que je vous indiquais, qui est l'application du rapport de la CRE, avec 2,7 % sur les jaunes et 0 % sur les verts mais ce n'est que notre hypothèse. A nouveau, ce n'est pas du tout une annonce du Gouvernement, ce qui fait en moyenne 3,6 % en moyenne, tous tarifs confondus. A nouveau, c'est en reprenant les chiffres de la CRE et pas du tout une annonce officielle. On n'a pas d'information particulière sur ce sujet.

Henri PROGLIO

On n'est pas mieux placé que quiconque pour faire des anticipations de date de proposition de loi. Je ne ferai pas de commentaire. C'est un sujet qui concerne par définition le Parlement. Je ne peux pas faire de commentaire particulier à cet égard.

Question de Geert DE CLERCQ (REUTERS)

Est-ce que vous avez une idée de combien a coûté à EDF l'aventure américaine nucléaire ? Je crois qu'à l'origine, il y avait un investissement de 4,5 milliards d'euros. Est-ce que vous avez une idée globale du coût complet de ce que vous a coûté cette aventure américaine ? Et puis, avez-vous d'autres remarques d'ordre général à faire sur le nucléaire aux Etats-Unis ? On peut dire que désormais vous êtes devenus un observateur objectif du nucléaire aux Etats-Unis, qui va en effet faire l'objet de grosses évolutions.

Thomas PIQUEMAL

En termes de dépréciation sur CENG, à cela il faut rajouter la dépréciation sur Unistar et les coûts aussi sur Unistar au début, même si on a considérablement réduit les effectifs puisqu'on était à 160 personnes sur Unistar et puis le siège d'EDF à Washington. Au global, en ce moment, doit être autour de 40. Mais je l'évoquais tout à l'heure, au global, c'est près de 2 milliards d'euros quand je tiens compte de la totalité de ces coûts et pas simplement la réponse à la question que je faisais tout à l'heure sur la participation de CENG. Quant au nucléaire, je n'ai pas besoin de commenter davantage ce qu'a évoqué le Président Henri Proglío tout à l'heure. On reste impliqués aux Etats-Unis dans le domaine de la R&D pour suivre ce qui se passe mais voilà, pas dans le domaine de la fabrication, de la construction de réacteurs, même si nous participons aux côtés d'Areva à un certain nombre de travaux devant permettre à l'EPR d'obtenir la certification américaine. C'est la raison pour laquelle nous conservons une petite équipe chez Unistar pour aider Areva à obtenir cette certification.

Question de Marco MOUSSANET (IL SOLE 24 ORE)

Des questions sur l'Italie, bien sûr. La première sur l'EBITDA et disons 2014. Si en effet l'accélération de l'impact de l'augmentation du gaz sur l'EBITDA 2013, cela veut dire qu'il y aura justement une révision des estimations, des prévisions d'EBITDA sur 2014. La deuxième : vous avez parlé d'un problème de délai de paiement en Italie. Pouvez-vous nous dire quelque chose de plus précis à ce sujet ? Merci beaucoup.

Thomas PIQUEMAL

Bon, l'EBITDA 2014, on ne donne pas de chiffre 2014. Simplement, on avait donné une *slide* lors de la présentation des résultats annuels en février qui montrait qu'il y avait 500 millions en 2013 et 600 millions qui pouvaient être décalés sur l'année 2014 et qu'au global, de toute façon, pour nous, Edison avait une rentabilité normative comprise entre un milliard et 1,1 milliard d'euros. C'est ce que l'on confirme. Ensuite, en 2014, tout dépendra aussi de ce qu'évoquait Bruno tout à l'heure, c'est-à-dire les renégociations ou les arbitrages sur les deux contrats qui nous restent encore, c'est-à-dire la Libye et Gazprom.

Les délais de paiement, pardon, je ciblais les opérations italiennes en général, qui rassemblent l'Italie et puis aussi l'Egypte où, effectivement, on a un certain nombre de ralentissements de paiement en Egypte même si, là, Edison a conclu un accord en ce début d'année permettant l'étalement du retard de paiement sur une certaine période, accord respecté à ce jour, avec d'autres modalités qui devraient nous permettre d'encaisser ces créances liées à notre participation, notre détention du site d'Aboukir. Donc là, c'est un effet BFR mais à nouveau, les mesures sont prises pour traiter cela. Voilà à quoi je faisais référence principalement.

Question de Benjamin LEYRE (EXANE)

J'ai deux questions, s'il vous plait, à nouveau. Premièrement sur les tarifs. Vous avez communiqué dans le passé que la composante base-load du tarif bleu était de 38 euros par MWh. Est-ce que vous pourriez nous indiquer un chiffre de composante base-load sur les tarifs Jaune et Vert ?

Deuxième question sur Linky. J'ai noté votre enthousiasme sur Linky. Est-ce que la décision est prise d'investir et d'étendre le compteur intelligent sur l'ensemble du territoire ou est-ce qu'il y a encore des paramètres à discuter avec le régulateur, notamment sur la rémunération sur Linky ?

Thomas PIQUEMAL

Sur le base-load Jaune et Vert, je laisse Kader ou Carine revenir vers vous rapidement.

Henri PROGLIO

Sur Linky, l'enthousiasme est simplement lié à notre vision du monde électrique de demain. C'est vrai qu'on s'est beaucoup mobilisé sur ces sujets et je crois qu'on arrive après les périodes liées à la recherche et développement du nouveau système de compteur dit intelligent, qui a été mis au point par le Groupe et qui est aujourd'hui opérationnel. Après, les expériences pilotes qui ont été menées, comme je l'ai dit tout à l'heure, notamment à Lyon, Nice, sur les 300 000 compteurs qui ont été réalisés et installés dans cette période de rodage et de mise au point, on a aujourd'hui la conviction que nous sommes susceptibles de... Alors, il reste encore un certain nombre de paramètres à gérer, notamment, comme vous le savez, le différentiel de technologie entre la technologie G1 et la technologie G3. Aujourd'hui, seule la technologie G1 est industrialisable et donc la première phase des 3 millions de compteurs dont je parlais tout à l'heure sera en technologie G1. On a opté pour que la généralisation se fasse en G3 sur les 32 autres millions de compteurs puisque le parc français atteint 35 millions de compteurs et la généralisation a donc été lancée. Il reste encore des étapes à franchir comme vous l'avez compris.

Sur les principes, ensuite, sur les positions à venir. J'ai redit récemment encore de la manière, à mon avis, la plus claire possible, que le compteur serait gratuit pour les consommateurs. Or cela a été diversement compris puisqu'on me repose systématiquement la même question : sur quelle ligne de la facture cela va se trouver ? Je n'ai pas dû être suffisamment clair. Le compteur sera gratuit pour les consommateurs. Il ne coûtera rien. Ensuite, il faut qu'on étudie avec le régulateur les modalités contractuelles qui

vont nous permettre d'installer ce compteur et de le mettre gratuitement à disposition du consommateur, sachant que cela va passer par une négociation à la fois avec la CRE d'une part et avec les concédants d'autre part, c'est-à-dire les propriétaires des réseaux, qui seront propriétaires indirectement des compteurs puisque, vous le savez, le compteur appartient au réseau dans la réglementation française, qui est exactement l'inverse de la réglementation britannique à cet égard où là, à l'inverse, les compteurs appartiennent au producteur. Sur les principes, les choses sont assez claires puisque nous porterons cet investissement, nous, EDF, qui sera déployé par ERDF et géré par EDF. C'est EDF qui portera l'investissement et EDF qui garantit donc la qualité de service et donc la gratuité. Maintenant, la mise au point des schémas définitifs est encore à venir avec encore une fois la CRE et les concédants, de manière à ce que, si, par extraordinaire, nous perdions telle ou telle concession dans la période d'amortissement, nous soyons indemnisés à due concurrence, c'est-à-dire que c'est un investissement pour compte de tiers sur des réseaux en concession.

Les principes sont arrêtés. Encore faut-il rédiger les avenants contractuels correspondants et de toute façon, à partir du moment où nous sommes en négociation sur le TURPE 4, c'est-à-dire sur l'ensemble du système de distribution, cela fera partie de la mise à plat du contrat de concession qui a été évoqué par Thomas tout à l'heure. Voilà ce qui nous reste mais enfin, comme vous le voyez, ce sont des arbitrages administratifs et des négociations à venir qui ne remettent pas en cause la décision de principe. J'ajoute à cela que pour l'actionnaire, évidemment, il faut que cet investissement soit rentable, bien entendu, et que cette rentabilité viendra, vous l'avez compris, des économies qui seront réalisées par le Groupe, tant en matière de coûts de relève – puisque ce compteur permettra d'éviter les frais de relève – qu'en matière, indirectement, de difficultés de gestion de notre portefeuille de clients. La première raison d'insatisfaction et de litige avec les clients, c'est l'incertitude sur les relèves et donc les approximations que provoquent les estimations. Il n'y aura plus d'estimation puisque c'est un compteur en relève directe. Donc on fera des économies à due concurrence. Enfin, la baisse des consommations non techniques – en français, cela veut dire les fraudes – qui représentent un montant très significatif et qui seront nécessairement évitées par le compteur. Alors quand je dis que cela ne coûtera à personne, ce n'est pas tout à fait vrai. Cela coûtera aux fraudeurs.

Question de Géraldine AMIEL (WALL STREET JOURNAL)

J'ai deux questions. D'une part, où est-ce que vous en êtes sur éventuellement Taishan 3 et 4 ? Est-ce que vous concentrez uniquement vos efforts sur la Grande-Bretagne en ce moment ? Et ma deuxième question : qu'est-ce à dire du nucléaire aux Etats-Unis ? Vous n'y mettrez plus jamais les pieds ? Cela ne vous intéresse plus du tout ? Vous n'envisagez pas de revenir sur votre décision d'ici la fin 2022 ? Merci.

Henri PROGLIO

On ne se concentre pas sur Flamanville et sur la Grande-Bretagne. EDF est un opérateur nucléaire. Ce n'est pas un vendeur de centrales nucléaires. A ce titre, nous sommes intéressés par les évolutions des activités du Groupe en Chine comme ailleurs. Nous sommes bien entendu intéressés par le développement de nos activités en partenariat avec CGNPC, notamment au travers d'un développement des activités en commun. Il est vraisemblable que Taishan 3 et 4, s'ils étaient décidés, seraient réalisés en commun avec CGNPC, enfin CGN maintenant puisqu'ils ont changé de nom, comme les deux premiers. C'est une incidence directe et au fond le Groupe n'est pas insensible à cela. Je parle du Groupe EDF. Par ailleurs, EDF n'est pas insensible au développement de l'industrie électronucléaire française à l'international mais ça n'est pas sa mission immédiate. C'est sa mission indirecte que d'aider le développement de la filière nucléaire française.

Sur les Etats-Unis, je crois qu'on l'a dit assez clairement. Nous ne voyons pas de place pour le développement du nucléaire aux Etats-Unis immédiatement. Pourquoi ? Parce que

les conditions de marché sont telles que, très vraisemblablement, et même dans le régulé d'ailleurs – dans le non régulé à l'évidence mais même dans le régulé, il n'y a pas beaucoup d'initiatives qui conduisent à imaginer qu'un développement du parc nucléaire américain se fasse dans un horizon de vision 2022 ou en tout cas qui nous sépare de cette date-là, par réalisme. Ce ne sera pas notre priorité par conséquent. Cela veut dire quoi ? Cela veut dire qu'EDF est l'expert du nucléaire bien connu, dont la réputation mondiale n'est plus à faire mais qu'EDF n'est pas obsédé par le développement du nucléaire. Aux Etats-Unis, nous avons opté pour une voie différente, comme l'a dit et expliqué Thomas tout à l'heure. Nous pensons avoir une place importante à prendre dans l'optimisation, dans les énergies nouvelles, dans la valeur ajoutée en matière d'optimisation énergétique et c'est notre particularité américaine. Je crois qu'on a beaucoup à y développer, on a beaucoup à y apprendre sur le développement des marchés non régulés dans le monde. Ce sera cela notre vecteur de croissance essentiel aux Etats-Unis et c'est ce qui fait que notre arbitrage aujourd'hui se fait en faveur donc des activités d'optimisation d'une part et des activités d'énergies nouvelles d'autre part sur le territoire nord-américain, avec des vrais succès et des vraies perspectives qui s'offrent à nous et on a beaucoup d'espoirs, en tout cas d'opportunités qui semblent se présenter à cet égard. On sera vraisemblablement l'un des rares, si ce n'est le seul acteur global en Amérique du nord, par rapport à des acteurs répartis, morcelés, par région ou par Etat. Cela donne à EDF une capacité à développer ses activités aux Etats-Unis un peu différente d'autres territoires mais en tout cas à la fois originale, innovante et porteuse de création de valeur puisque c'est le terme approprié à cet effet.

Thomas PIQUEMAL

Sur les Etats-Unis, d'ailleurs, on pourrait peut-être projeter la carte qui montre nos implantations. Je ne sais pas si quelqu'un peut le faire. Je crois d'ailleurs qu'elle figure dans vos présentations. Vous verrez qu'on couvre par nos activités, à la fois dans le renouvelable et dans l'optimisation, tout le territoire américain. Vous le voyez. Je ne vais pas commenter chacun de ces points mais nos activités d'optimisation sont concentrées à Houston. Les activités de renouvelables sont basées à San Diego mais couvrent l'ensemble du territoire américain et aussi le Québec. Vous voyez, on est donc capables d'agir sur l'ensemble du territoire, ce qui montre le potentiel de développement pour le Groupe dans ce que vient d'évoquer le Président.

Question de Frédéric POUCHOT (AFP)

J'aimerais revenir sur le nucléaire français. Vous avez démenti les spéculations qui voudraient que le coût des grands travaux du parc puisse grimper à 70 milliards. Cela veut dire que vous restez sur les 55 milliards d'euros qui étaient évoqués jusqu'ici, dont 45 pour la prolongation + 10 pour les travaux de sûreté. Et puis une question subsidiaire : il y a toujours beaucoup de spéculations sur le calendrier de fermeture de Fessenheim. De votre point de vue d'exploitant, est-ce que les procédures peuvent permettre de respecter ce calendrier ou est-ce qu'il faudra qu'elles soient revues et accélérées ?

Henri PROGLIO

Ecoutez, c'est difficile d'arrêter les spéculations. Je ne vais pas essayer de m'y livrer une fois de plus. Quand on donne des éléments chiffrés, c'est qu'on y croit et quand on y croit, c'est en principe dans la durée. Je crois qu'on l'a prouvé. On n'est pas du genre à remettre en cause nos propres analyses, nos propres convictions systématiquement, toutes les semaines. Moi, je laisse les spéculations quelles qu'elles soient fleurir. Cela ne me gêne pas vraiment. Il ne faut pas que cela abuse de votre propre compréhension des sujets. Quand on dit 55, cela ne veut pas dire 70, cela ne veut pas dire non plus 155. Cela veut dire 55. C'est un chiffre que l'on a délivré après une analyse solide. J'en resterai là. C'est ce que je disais tout à l'heure avant votre arrivée. Fi donc de la spéculation en tout cas.

Sur Fessenheim, je n'ai pas de commentaire particulier à faire. Il ne m'appartient pas de commenter. J'ai déjà dit beaucoup de choses. Je les ai redites. C'est une décision. Dès lors que la loi sera promulguée sur la fermeture de Fessenheim, on respectera la loi.

Question de Tara PATEL (Bloomberg)

Est-ce que vous pouvez donner une idée du prix plancher pour l'ARENH pour 2014 que vous cherchez ?

Henri PROGLIO

Non, parce que sinon tout le monde comprendrait que c'est le plafond pour mon interlocuteur donc je ne vais pas commencer dans une négociation à parler de plancher. Les gens s'attachent toujours au bas de la fourchette en principe. C'est rare qu'ils retiennent le haut. Donc si vous nous demandez le haut de la fourchette que j'estime pour l'ARENH, ce sera de l'ordre de 150.

Question de Tara PATEL (Bloomberg)

Vos négociations avec Gazprom sont différentes ou plus compliquées qu'avec les autres fournisseurs ? Est-ce qu'il s'agit aussi de prix et de quantités ?

Henri PROGLIO

En principe, oui on discute de prix et de quantités,. Peut-être que Bruno le commentera mais ce sera plus pour l'anecdote.

Thomas PIQUEMAL

Rapidement, deux questions techniques internet.

Question de Michel Debs (CREDIT SUISSE)

Pouvez-vous détailler davantage les éléments non récurrents impactant le résultat net ?

Thomas PIQUEMAL

Je vais vous en citer juste un, puisque c'est un aggloméré de petits chiffres, le principal étant la dépréciation d'une centrale thermique en Belgique, une centrale thermique que l'on a arrêtée et dépréciée mais comme on a des minoritaires et comme c'est déductible fiscalement, l'impact, vous le voyez sur cet aspect-là, est de l'ordre de 45 millions d'euros.

Question de Myriam Cohen (ALPHAVALUE)

Le coupon de la dette hybride est-il déductible des impôts ?

Thomas PIQUEMAL

La réponse, c'est oui, c'est déductible des impôts.

Question de Sofia Savvantidou (CITI)

Est-ce que vous pouvez confirmer que le dividende sera payé en cash ?

Thomas PIQUEMAL

En matière de dividende, on s'en tient à ce que l'on a dit : 55 à 65 % de taux de *payout* sur le résultat net courant.

Question de Michel Debs (CREDIT SUISSE)

Quelle est la trajectoire d'investissement net du Groupe attendue d'ici à 2015 ?

Thomas PIQUEMAL

Je comprends qu'il y ait beaucoup d'attentes sur cette question. Comme je l'ai évoqué tout à l'heure, on se concentre sur 2013. On a des grands sujets à traiter en 2013. L'année n'est pas finie. Et puis on verra après mais mon objectif, c'est évidemment de pouvoir lever ces incertitudes. Le Groupe le mérite et peut le faire, compte tenu de la visibilité que l'on a sur nos activités mais compte tenu des grands sujets que l'on doit traiter en 2013, je vous demande encore un tout petit peu de patience.

Henri PROGLIO

Bien, je crois que l'on a à peu près répondu à vos questions. Si vous voulez, simplement pour conclure, c'est vous dire que depuis un peu plus de trois ans, on s'est efforcés de vous donner à la fois une meilleure visibilité sur les perspectives du Groupe et deuxièmement de bonnes performances. Ce semestre ne déroge pas à la règle. On a amélioré la visibilité et on a amélioré les performances. Bon, gageons que le semestre suivant et l'année entière permettront de vous renforcer dans cette conviction.

Merci de votre présence. Rendez-vous donc, au plus tard, pour les comptes annuels. Si quoi que ce soit d'important devait intervenir dans la période, bien entendu, on vous reverra mais de toute façon vos questions sont toujours les bienvenues. Elles seront toujours accueillies avec bienveillance. Merci, bonne journée et bonnes vacances pour ceux qui en prennent.