

EDF
Jeudi 10 mai 2012

Conférence téléphonique en anglais présidée par Thomas Piquemal
Traduction libre

Thomas Piquemal

Bonjour à toutes et à tous, et bienvenue à cette conférence téléphonique EDF. Je suis Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances, et je suis ravi d'animer la téléconférence de ce jour. Sont présents avec moi Philippe Crouzat, le Directeur financier d'EDF EN, ainsi que l'équipe de relations investisseurs d'EDF. Nous commencerons par commenter le contenu d'une brève présentation que vous avez normalement pu télécharger sur notre site Internet, puis nous répondrons à vos questions. À ce propos, j'ai lu attentivement vos premières observations et je suis conscient que vous attendez des commentaires sur la vie politique française. Je crains que cela n'entre pas dans le périmètre de mon mandat et de mes responsabilités en qualité de Directeur Exécutif Groupe Finances. Ma mission relève de la finance et des chiffres. J'espère que vous ne serez pas trop déçus et que vous resterez tout de même en ligne.

Je vais commencer par parler du chiffre d'affaires et de l'actualité du Groupe au premier trimestre, avant d'analyser dans un deuxième temps avec Philippe la performance de notre activité dans le domaine des énergies renouvelables. Commençons par nos faits marquants du premier trimestre 2012 visibles sur la diapositive 3, notre environnement économique et plus particulièrement les conditions climatiques atypiques. En effet, les températures ont été plus froides que la moyenne en février, tandis qu'elles ont été plus douces en janvier et en mars, ce qui est assez inhabituel en France. Par ailleurs, les ressources en eau sont restées limitées tout au long du trimestre et ne se sont améliorées que durant la seconde quinzaine d'avril. Il est important de garder à l'esprit ces conditions climatiques inhabituelles pour comprendre les résultats du premier trimestre, surtout en termes d'évolution des marges sur le marché français. Au premier trimestre, la production nucléaire française a légèrement reculé, en raison notamment des visites décennales prolongées de deux centrales. Au Royaume-Uni, la chute de la production a été plus marquée du fait de deux arrêts fortuits, mais je confirme que l'objectif annuel est maintenu. Je vous donnerai plus d'informations tout à l'heure sur l'évolution semestrielle de nos résultats et nos perspectives financières.

C'était là les deux principaux faits marquants de notre performance opérationnelle. Au premier trimestre, nous avons également assuré la poursuite de notre stratégie de développement, avec deux réalisations importantes concernant Edison et les énergies renouvelables. Nous avons trouvé un accord final sur la réorganisation d'Edison la semaine dernière. La Consob a confirmé l'offre d'achat obligatoire à 0,89 euro par action, ce qui représente par rapport au précédent accord un coût supplémentaire très limité pour EDF puisqu'en fonction des résultats de l'offre, il se situera entre 0 et un maximum de 25 millions d'euros. Bien entendu, cela ne modifie pas l'incidence économique des caractéristiques financières de la transaction, qui est tout à fait stratégique pour EDF. Nous pensons que nous sommes désormais en mesure de conclure cette acquisition, ce qui permettra à EDF de détenir 80 % d'Edison d'ici la fin mai. À propos, la dernière condition,

qui porte sur l'approbation de l'autorité européenne de la concurrence, est désormais remplie. J'ai reçu il y a dix minutes l'autorisation de la Commission européenne et je suis heureux de confirmer que toutes les conditions sont désormais réunies pour conclure cette opération.

L'autre point positif du trimestre écoulé, ce sont les deux succès d'EDF EN. D'abord, nous avons remporté, avec nos partenaires DONG et Alstom, trois appels d'offres dans des projets d'éolien offshore en France. Ensuite, EDF EN a été retenu comme « soumissionnaire préféré » pour le projet de Taza au Maroc. Ces deux succès témoignent du potentiel de croissance de notre activité dans le domaine des énergies renouvelables, ainsi que de son intégration industrielle et managériale au sein du Groupe EDF. Philippe vous en parlera plus en détail tout à l'heure.

Voyons maintenant le chiffre d'affaires du Groupe présenté dans la diapositive 4. Au premier trimestre 2012, il a atteint 20,8 milliards d'euros, soit une progression de 6,3 % hors effet de change et de périmètre. Sur une base organique, il s'est inscrit en hausse de 6,5 %. Cela représente une croissance hors de France de 8,7 %, et de 5,1 % en France.

Comme vous pouvez voir dans le tableau de la diapositive 5, le Groupe EDF a enregistré une croissance organique dans tous les segments, hormis le Royaume-Uni où son CA a reculé de 1,3 %. En France, porté par la vague de froid, le chiffre d'affaires d'EDF a progressé d'un solide 7,8 %. Dans les trois segments que sont l'Italie, Autre international et Autres activités, le Groupe a publié une croissance organique à deux chiffres, alimentant une croissance globale solide du chiffre d'affaires hors de France et de manière générale, à l'échelle du Groupe.

La diapositive 6 répertorie les principaux facteurs à l'origine de la croissance organique de 5,1 % sur le marché français. Portées par la hausse des prix et des volumes, les ventes de gaz ont bondi de 106 millions d'euros, mais ceci reste peu significatif dans notre analyse compte tenu de la taille encore limitée de cette activité. En conséquence, je ne ferai pas d'autres commentaires sur ce point. En ce qui concerne l'électricité, il est évident qu'au-delà des tarifs et des prix, le principal vecteur de croissance au premier trimestre 2012 a été les volumes engendrés par la vague de froid du mois de février. C'est une évidence dans le cas de l'activité régulée. En ce qui concerne le non régulé en revanche, la hausse des volumes a en réalité pesé sur les marges compte tenu du coût des instruments de couverture.

Le principal facteur de la hausse des volumes est expliqué par le bilan électrique présenté sur la diapositive 7. Comme on peut le voir dans la case supérieure du schéma de droite, les volumes vendus dans le cadre du dispositif ARENH ont progressé de 16 TWh, le mécanisme étant entré en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2011. Comme indiqué plus bas, la demande finale a augmenté de 2 TWh, notamment en raison des températures froides du mois de février dont l'impact a été supérieur à 1 TWh, et de l'année bissextile qui a produit un effet semblable. Globalement, la composante aval a progressé de 16 TWh au premier trimestre 2012. Concernant l'amont, comme la colonne de gauche l'illustre, le léger recul de la production nucléaire a été compensé par la hausse modérée de la production hydraulique. Ainsi, malgré des conditions hydrologiques défavorables, nous avons géré efficacement nos stocks d'eau et limité les achats sur le marché pour faire face à la vague de froid et donc au renchérissement des prix de l'électricité. En outre et comme je l'ai expliqué tout à l'heure, les deux visites décennales de 2011 qui se sont prolongées au mois

de janvier 2012 ont eu un impact négatif sur la production nucléaire au premier trimestre 2012.

Cependant, comme les deux diapositives suivantes l'illustrent, la situation n'est pas aussi sombre qu'elle n'y paraît. D'abord, comme vous pouvez voir sur la diapositive 8, après une contraction en janvier engendrée par la prolongation des deux visites décennales, la production nucléaire ne présentait plus qu'un écart de 0,8 TWh à fin mars, et de seulement 0,5 TWh à la fin du mois d'avril. Sur ce début d'année, elle est donc conforme à nos prévisions et objectifs pour 2012. À cet égard, vous vous rappelez sans doute que 2011 était une année très particulière puisque neuf visites décennales ont été organisées et que la plupart de ces arrêts programmés sont intervenus au second semestre, ce qui a provoqué une répartition inégale de la production entre le premier semestre 2011 avec 218,4 TWh et le second semestre avec 202,7 TWh. Cette année, la production devrait être mieux répartie, ce qui nous permet d'être confiants dans notre objectif de production nucléaire compris entre 420 et 425 TWh en France sur l'année.

En ce qui concerne la production hydraulique présentée sur la diapositive 9, quelques éléments positifs et en amélioration méritent également d'être cités. En ce qui concerne les aspects positifs, je voudrais souligner que la production solide du mois de février 2012 ne fait que mettre en évidence la capacité de notre parc et de nos équipes à faire face à la vague de froid, grâce à une gestion efficace de la ressource l'année dernière dans un environnement aux températures inférieures à la moyenne historique. Globalement, les conditions hydrologiques sont restées atones ce trimestre mais elles se sont améliorées sensiblement durant la seconde quinzaine d'avril grâce à des précipitations accrues et à de bons niveaux d'enneigement en mars. En résumé, la performance sous-jacente de l'activité non régulée en France a été plus atone qu'il n'y paraît au cours du trimestre mais des signes d'amélioration progressive ont été constatés.

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires et le résultat présentent une corrélation plus étroite. Comme la diapositive 10 l'illustre, le chiffre d'affaires a reculé de manière marginale, 1,3 % sur une base organique, à 2,6 milliards d'euros. La contraction de la production nucléaire est compensée par l'évolution positive des prix de gros, comme on le voit sur la diapositive 11 qui présente le bilan électrique d'EDF Energy. Dans le schéma de droite, on constate une chute de 2 TWh des volumes auprès des clients industriels et une contraction de 3 TWh des ventes structurées liée au dénouement des contrats historiques de British Energy, appelés « *Legacy trades* ». À ce propos, vous vous rappellerez que nous avons constitué des provisions « mark to market » sur ces contrats lorsque nous avons acquis British Energy, et nous reprenons progressivement ces provisions au fur et à mesure des livraisons aux clients. En conséquence, comme je l'ai expliqué lors de la présentation des résultats 2011, la baisse des volumes se traduit par une réduction des reprises sur provisions et donc des profits. Au total, l'activité aval s'est contractée de 5 TWh, traduisant principalement la baisse de 4 TWh des achats nets sur le marché de gros, visible dans le schéma de gauche. Comme je le disais tout à l'heure, la production nucléaire a reculé de 1 TWh à cause d'arrêts fortuits à Sizewell B et des arrêts fortuits et prolongés à Dungeness. Les réacteurs de Dungeness ont en effet été arrêtés tout le trimestre et l'un d'eux a été redémarré fin mars 2012. Comme pour la production nucléaire en France, nous continuons à tabler sur une amélioration de la production nucléaire au Royaume-Uni par rapport à 2011.

Passons maintenant à la diapositive 12 pour parler de l'Italie, et plus précisément d'Edison, dont le chiffre d'affaires a progressé de 11,8 % sur le trimestre et de 20,2 % si l'on exclut l'effet de périmètre du fait de la cession de la centrale de Taranto conclue en octobre dernier. Le chiffre d'affaires a progressé dans les segments de l'électricité et du gaz. Dans le segment électrique cependant, l'augmentation des prix est imputable aux coûts des matières premières et a été en partie compensée par la réduction des volumes. Dans le segment du gaz, la croissance du chiffre d'affaires est due à l'augmentation des prix provoquée par le renchérissement des combustibles. Cependant, comme pour les trimestres précédents, n'oublions pas que cette croissance solide du chiffre d'affaires n'a pas d'impact positif sur les marges car les hausses des prix du gaz et de l'électricité ne suffisent pas pour couvrir la hausse des coûts d'approvisionnement.

La diapositive 13 présente le chiffre d'affaires de nos autres segments internationaux. Comme vous pouvez le voir, il a progressé de 10,8 % sur une base organique au premier trimestre, en raison principalement de l'augmentation des prix de vente elle-même engendrée par l'augmentation des prix des combustibles, ce qui a eu par conséquent un impact limité, voire nul sur les marges. La Belgique et la Pologne illustrent bien cette tendance. Le chiffre d'affaires en Belgique a bondi de 17,5 % sur le trimestre en raison du développement dynamique des activités d'optimisation du gaz dues aux conditions favorables de marché. Cela n'a eu quasiment aucun impact sur les marges du trimestre. De même, soutenu par la hausse des prix de l'électricité dans un contexte de hausse des prix du charbon et des combustibles biomasse, le chiffre d'affaires en Pologne a progressé de 4 %.

Parlons maintenant de notre dernier segment, celui des autres activités, qui est présenté sur la diapositive 14. Son chiffre d'affaires a enregistré une belle progression organique de 12,7 % grâce à EDF Trading et EDF Energies Nouvelles. À propos d'EDF Trading, je rappelle que nous comptabilisons les marges de négoce comme chiffre d'affaires pour cette société. En d'autres termes, le chiffre d'affaires est un bon indicateur de résultat dans ce domaine. Comme vous pouvez le voir, EDF Trading a vu ses marges bondir de 43,4 %. Le négoce de l'électricité et du gaz a été particulièrement dynamique en Europe au premier trimestre 2012. Pour sa part, le chiffre d'affaires publié d'EDF EN a reculé de 1 million d'euros. Cela comprend l'impact de la cession des participations dans Tenesol et Supra. Dopée par l'essor de la production d'électricité grâce à la mise en service fin 2011 d'éoliennes aux États-Unis, à des conditions de vent conformes à la moyenne historique et à des conditions solaires globalement bonnes, la croissance organique s'est établie à 9,5 %.

Ceci conclut notre évaluation des performances commerciales du Groupe et des différents segments au premier trimestre 2012. Comme je l'ai dit, à 6,5 %, la progression du chiffre d'affaires organique du Groupe a été substantielle ce trimestre. Cependant à la fin du premier semestre, comme vous l'aurez certainement compris, cette croissance ne se traduira pas par une progression comparable de l'EBITDA, le premier semestre 2011 représentant par ailleurs un point de comparaison relativement haut. Tout d'abord du fait du nombre des arrêts programmés de notre parc nucléaire en France, qui devrait d'ailleurs engendrer une contraction de 8 TWh de la production au premier semestre 2012 par rapport à la même période un an plus tôt. Cela sera compensé en termes de marge par l'augmentation attendue de 5 TWh en variation semestrielle de la production hydraulique. Cela dit, les conditions climatiques inhabituelles en France auront un impact négatif de l'ordre de 200 millions d'euros au premier semestre 2012 par rapport à l'année dernière. C'est pourquoi globalement, l'EBITDA devrait atteindre 8,5 milliards d'euros au premier

semestre, un chiffre légèrement inférieur à celui du premier semestre 2011. À noter que le même type de variation s'applique au résultat net du premier semestre.

Le second semestre 2012 cependant devrait présenter une physionomie totalement différente, et nous bénéficierons de l'inversion des tendances : il y aura moins d'arrêts programmés en France (ce qui devrait se traduire par une hausse d'environ 10 TWh de la production nucléaire par rapport à l'année dernière) et au Royaume-Uni, tandis que la production hydraulique française devrait progresser de 3 TWh. Nous tablons également sur la croissance des activités d'EDF EN et EDF Trading. C'est pourquoi je suis en mesure de confirmer nos objectifs 2012.

Comme la diapositive 15, dernière de la présentation, l'indique, cela signifie en particulier que la croissance organique de l'EBITDA sera de l'ordre de 4-6 %. La croissance du résultat net, hors éléments non récurrents et hors impact lié au contrat d'achat d'électricité d'Edison, atteindra entre 5-10 %. Précisons que si les renégociations des contrats gaz d'Edison aboutissent positivement, nous dépasserons le haut de cette fourchette sur l'année 2012. Le ratio d'endettement net / EBITDA sera inférieur à 2,5 fois et, comme nous l'avons déjà dit, le dividende sera au moins stable par rapport à 2011. Naturellement, tous ces éléments, et surtout le résultat net et l'EBITDA, excluent l'impact de l'affectation du prix d'acquisition d'Edison sur son bilan d'ouverture.

Ceci conclut la première partie de notre présentation d'aujourd'hui sur le chiffre d'affaires et l'actualité du Groupe. Avant de répondre à vos questions, Philippe Crouzat et moi-même souhaitons faire quelques remarques sur la performance de notre activité dans le domaine des énergies renouvelables en commençant par la diapositive 17.

D'après nous, le Groupe EDF bénéficie d'un positionnement unique pour déployer avec succès sa stratégie dans ce segment grâce à la mise en commun de la structure d'EDF Energies Nouvelles et des forces du Groupe EDF. La culture d'entreprise d'EDF EN est celle d'un promoteur doté de l'esprit entrepreneurial, avec une combinaison de rapidité d'exécution, de rigueur et de capacité à saisir les opportunités commerciales, y compris avec les partenaires appropriés. Elle comporte également une compétence permettant de concevoir des offres commerciales convaincantes, ce qui permet de se distinguer de la concurrence. Il est donc essentiel de maintenir et entretenir cette culture et cet esprit. Parallèlement, le Groupe EDF peut contribuer à de multiples égards à la création de valeur, notamment en R&D mais aussi dans la conception de projets et technologies plus vastes et plus complexes. Le soutien d'un prestataire de services aux collectivités chevronné comme le Groupe EDF est un facteur positif exceptionnel, notamment sur un marché concurrentiel. Cette combinaison de compétences, de ressources et d'expertise porte ses fruits, comme le démontrent les trois appels d'offres sur quatre remportés par EDF EN dans l'offshore et le projet marocain pour lequel EDF EN a été retenu comme « soumissionnaire préféré ». Elle génère également des résultats en hausse, comme le graphique l'illustre, avec un EBITDA en progression annuelle moyenne de 36 % de 2007 à 2012. Cette année, nous visons un EBITDA consolidé à l'échelle du Groupe supérieur à 640 millions d'euros, contre 540 millions d'euros l'année dernière.

J'aimerais enfin ajouter que nous parvenons à ces réalisations et à ces résultats en respectant les critères d'investissement du Groupe, comme Philippe va vous l'expliquer maintenant.

Philippe Crouzat

Bonjour à toutes et à tous. Je suis heureux d'être parmi vous aujourd'hui pour vous présenter les récents succès d'EDF EN, mais d'abord, comme Thomas le disait, je vais vous donner les dernières informations sur les critères d'investissement d'EDF EN visibles sur la diapositive 18.

Certains d'entre vous se rappelleront peut-être de cette diapositive déjà présentée en 2009 au moment de l'entrée en Bourse d'EDF EN. Elle synthétise le niveau de TRI après impôts calculé sur 20 ans que nous visons pour un investissement, par zone géographique et mécanisme de vente. Si vous regardez les chiffres de plus près, vous constaterez que l'objectif le moins élevé est de 9 % minimum dans la zone euro, ce qui à l'heure actuelle exclut l'Europe du Sud, et qu'il s'élève à 11 % pour les États-Unis et le Canada. En ce qui concerne des régions comme le Mexique, l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient, l'objectif est encore supérieur et bien sûr, dans les cas où nous sommes exposés aux prix de marché, l'objectif a été fixé à 12 % minimum. Si vous comparez les chiffres présentés en 2009, vous noterez que les objectifs de TRI sont soit identiques, soit plus stricts. En d'autres termes, depuis son rachat par EDF, les critères d'investissement d'EDF EN n'ont pas varié.

Passons maintenant à la diapositive 19 pour évoquer en détail la dernière grande réalisation des équipes d'EDF EN. Comme vous le savez, en 2011, le gouvernement français a lancé un appel d'offres dans l'éolien offshore de 3 000 MW répartis sur cinq sites. EDF EN a mis en place et mené un consortium comprenant Alstom, DONG, qui est le groupe le plus expérimenté dans l'éolien offshore, ainsi que les sociétés Nass & Wind et WPD, deux participants de longue date au développement de certains sites. Comme vous le savez certainement, la Commission de régulation de l'énergie, qui est chargée de finaliser les réponses à l'appel d'offres, a préconisé l'attribution à notre consortium des quatre lots pour lesquels nous avons constitué un dossier ; le gouvernement nous a finalement déclaré gagnant de trois des quatre lots. Le quatrième a été attribué à Iberdrola et Areva et le cinquième n'a pas trouvé preneur.

C'est un honneur pour moi d'avoir l'opportunité d'expliquer les raisons de cette réussite. Chaque projet a été évalué selon trois critères : le projet industriel qui compte pour 40 points par projet, les études techniques et environnementales pour 20 points, et les 40 points restants pour le prix de l'électricité. Il est évident que nous avons obtenu zéro point pour ce dernier critère, ce qui veut dire que, malgré ce que vous avez pu lire ou entendre ici et là, il ne nous a procuré aucun avantage. Bien entendu, nos hypothèses d'investissement tiennent compte d'imprévus nettement supérieurs dans le cas de l'éolien offshore, ce qui laisse une marge substantielle pour absorber les périodes de climat défavorable et certaines dépenses de dernière minute. Le régulateur et le gouvernement n'ont donné aucun détail sur la note attribuée à chaque soumissionnaire, mais il est évident que c'est le projet industriel et nos études environnementales qui nous ont permis de nous distinguer.

Voici quelques exemples. D'abord, notre projet industriel était de loin le plus vaste avec la création de 7 000 à 8 000 emplois. Ensuite, nous avons opté pour des turbines à entraînement direct de 6 MW plutôt que des équipements de 5 MW à boîte de vitesses. Cela signifie un nombre réduit de turbines à installer, une disponibilité accrue et des coûts de fonctionnement et de maintenance limités, ce qui nous a permis de gagner 3 points sur nos concurrents. Par ailleurs, il y a fort à parier que la présence de DONG dans le

consortium en complément de la compétence en ingénierie et de l'expertise en R&D d'EDF nous a permis de gagner 6 points, soit la meilleure note possible pour l'expérience. Dernier point, mais non des moindres, la qualité et la précision des études du vent et de l'enquête géotechnique que nous seuls avons réalisées, ainsi que les vastes consultations avec les parties prenantes locales, ont clairement largement contribué à notre réussite. Les équipes ont réalisé un travail considérable et cette victoire remarquable est due principalement au professionnalisme et à l'engagement de tous les membres du consortium.

Nous allons consacrer les 18 prochains mois aux études complémentaires demandées, et notre objectif est de confirmer les conditions de notre offre d'ici octobre 2013. Compte tenu du délai requis pour finaliser l'ensemble du processus d'autorisation, nous ne prévoyons pas de dépense substantielle avant 2015 et la première mise en service devrait avoir lieu en 2017.

Passons maintenant à la diapositive 20 qui traite du Maroc. Le gouvernement marocain a initié un projet de 4 000 MW dans l'énergie renouvelable, réparti à parts égales entre l'éolien et le solaire d'ici 2020. EDF EN a décidé en 2010 de participer au premier appel d'offres de 150 MW dans l'éolien et a été tout récemment retenu comme soumissionnaire préféré. Plusieurs facteurs contribuent à cette réussite. D'abord, nous avons opté pour la turbine de 3 MW d'Alstom, mais avec des pales de taille différente. D'une part, cela nous permet de nous concentrer sur les deux crêtes les plus venteuses du site et de maximiser le facteur de capacité à 40 %, ce qui est très élevé. D'autre part, cela contribue à réduire le nombre de fondations et donc l'investissement en génie civil. Ensuite, nous avons tiré parti de la solide présence historique et de la grande expérience d'Alstom au Maroc, ce qui nous a beaucoup aidés pour élaborer une offre assortie du meilleur contenu local possible. Par ailleurs, Mitsui s'est joint à nous à hauteur de 50 % du projet et a apporté une prime supplémentaire substantielle, ce qui contribue à réduire notre investissement. Dernier point, mais non des moindres, nous avons négocié avec des banques marocaines et japonaises et, avec le soutien de l'agence japonaise de crédit à l'export, nous avons signé un accord de financement sans recours libellé en partie en devise locale et le reste en euro. Son échéance est de 20 ans pour un effet de levier supérieur à 70 %, ce qui contribue à réduire notre participation en fonds propres et donc notre prise de risque. Nous sommes en train de finaliser le contrat d'achat d'électricité avec l'Agence marocaine de l'énergie et la documentation du financement. La construction du parc éolien devrait débuter d'ici six mois pour une mise en service à la mi-2014. À l'évidence, nous souhaitons participer à la seconde étape de l'appel d'offres, soit 850 MW, qui consiste en quatre parcs éoliens comme vous pouvez les voir sur la partie droite de la diapositive.

Pour conclure cette brève présentation, j'aimerais préciser que l'issue de ces deux appels d'offres démontre une nouvelle fois la qualité des équipes de développement d'EDF EN, leur réactivité, leur créativité et leur capacité d'adaptation pour organiser et mener des partenariats avec les meilleures entités. Les critères d'investissement d'EDF EN n'ont pas changé et le modèle économique historique, qui a démontré sa capacité, reste en vigueur et contribuera bien sûr à notre expansion, en plus du soutien évident d'EDF. Je vous remercie de votre attention et je repasse la parole à Thomas.

Thomas Piquemal

Merci beaucoup pour vos commentaires sur EDF EN Philippe, et merci à vous tous pour votre attention. Nous avons donc terminé cette partie et sommes maintenant à votre disposition, avec toute l'équipe, pour répondre à vos questions sur la performance et l'actualité de ce premier trimestre.

Questions et réponses

Participant

La première question en ligne nous est posée par Crédit Suisse. Michel Debs revient sur nos objectifs d'EBITDA et demande si l'on peut expliquer l'écart entre les chiffres 2012 et 2011.

J'ai évoqué deux aspects de cet objectif, d'abord pour l'exercice complet puis pour le premier semestre. En ce qui concerne l'exercice, nous prévoyons, et je la confirme aujourd'hui, une croissance organique de l'ordre de 4 à 6 % de l'EBITDA en 2012. Mathématiquement, si vous appliquez cela à l'EBITDA de 2011, qui était de 14,8 milliards d'euros, cela donne une fourchette entre 15,4 et 15,7. La croissance organique exclut l'impact de l'acquisition d'Edison. À ce chiffre, il faut ensuite ajouter nos anticipations en termes d'EBITDA supplémentaire dû à l'acquisition de 80 % d'Edison, qui devraient s'établir à 400 millions d'euros environ. En conséquence, la fourchette d'EBITDA comprenant l'acquisition réussie d'Edison s'établit entre 15,8 et 16,2 milliards d'euros. En ce qui concerne le premier semestre 2012, j'ai expliqué tout à l'heure que nous tablons sur un EBITDA de près de 8,5 milliards d'euros. Cela représente 100 millions d'euros en moins qu'au premier semestre 2011, et ce pour plusieurs facteurs. D'abord, la production nucléaire devrait être inférieure de 8 TWh par rapport au premier semestre 2011, tandis que la production hydraulique devrait augmenter de 5 TWh. Ensemble, ces deux éléments ont un impact neutre sur la marge. Comme vous le savez, la production hydraulique a une plus grande valeur que la production nucléaire de base, ce qui a produit un impact nul entre les premiers semestres 2011 et 2012, mais il y a eu un effet climat négatif de 200 millions d'euros et d'autres segments d'EDF EN ont enregistré une croissance ainsi que notre activité de négoce. C'est pourquoi nous tablons sur un EBITDA en valeur absolue d'environ 8,5 milliards d'euros ce premier semestre, mais le second semestre 2012, qui sera supérieur en glissement annuel, la production nucléaire va augmenter de près de 10 TWh et la production hydraulique progressera de 3 TWh pour un total prévu de 35 TWh sur l'année 2012. D'autres régions seront en progression, comme le Royaume-Uni. La production nucléaire devrait augmenter entre 2011 et 2012 et nous bénéficierons de l'effet de périmètre concernant Edison de 0,4 milliard d'euros. C'est pourquoi globalement, nous tablons sur un EBITDA annuel de l'ordre de 15,8-16,2 milliards d'euros. J'espère avoir été clair.

Autre question qui nous est posée en ligne, cette fois-ci sur la prévision de résultat net. Vous disiez pendant la présentation des résultats annuels que vous confirmez la trajectoire 2011-2015, à savoir une croissance annuelle moyenne de 5-10 % du résultat net, hors éléments non récurrents. Ce chiffre exclut-il l'impact de l'acquisition d'Edison, quel est le chiffre en valeur absolue et quel est l'impact de l'affectation du prix d'acquisition ?

Il est trop tôt pour faire des commentaires sur l'affectation du prix d'acquisition d'Edison car ce projet est en cours. Je ne peux d'ailleurs pas confirmer qu'une première ébauche sera disponible avant la fin juin. Elle peut intervenir en fin d'année, de sorte qu'il est vraiment trop tôt pour en parler. Si j'exclus cet impact possible et que j'applique la formule mathématique d'une progression de 5-10 % sur le résultat net 2011 de 3,5 milliards d'euros, j'obtiens une fourchette de résultat net courant de 3,7-3,9 mds, Edison compris. Cependant, si nous renégocions les contrats de gaz comme prévu une fois que nous aurons acquis la participation de Delmi dans TdE, le résultat net 2012 dépassera le plafond de cette fourchette pour atteindre près de 4 milliards d'euros. Comme je l'ai expliqué tout à l'heure concernant le résultat net du premier semestre, la légère contraction de l'EBITDA devrait également s'appliquer au résultat net. Au premier semestre 2011, ce chiffre a atteint 2,6 milliards d'euros et devrait donc s'établir à environ 2,5 milliards d'euros au premier semestre 2012. Il me semble inutile de vous expliquer à nouveau pourquoi nous sommes convaincus d'atteindre nos objectifs sur l'année 2012.

Avant de répondre à une question sur l'opération Edison, nous en avons une sur le marché américain par Andrew Moulder de CreditSights. Exelon a exprimé son intérêt pour le nucléaire britannique. Comme vous avez déjà une joint-venture avec cette société aux États-Unis depuis qu'Exelon a fusionné avec Constellation, envisageriez-vous d'en créer une autre au Royaume-Uni, notamment du fait des doutes exprimés par Centrica concernant ce secteur ?

Je ne suis pas là pour commenter les informations de presse concernant les ambitions d'Exelon. En revanche, je peux dire que nous sommes ravis de l'avoir comme partenaire aux États-Unis et je suis impatient de discuter avec eux de la manière dont nous allons faire fonctionner notre joint-venture CENG. En ce qui concerne le Royaume-Uni, nous avons beaucoup de choses à accomplir cette année avant de pouvoir prendre une décision d'investissement définitive d'ici la fin de l'année, et nous poursuivons les efforts comme prévu et expliqué en février dernier.

La question suivante nous vient de Marco Sormani de Varenne Capital, qui demande quel est l'investissement maximum pour les deux opérations réalisées par EDF en Italie.

Vous trouverez dans les annexes l'impact financier de l'acquisition d'Edison. Je crois me souvenir que c'est en page 25 : si les chiffres sont exacts, vous verrez qu'ils n'ont pas changé par rapport à ce que nous avons annoncé en février, à l'exception de l'impact légèrement positif d'environ 0,1 milliard d'euros sur le résultat net cette année. Cela est dû au fait que les renégociations dans le domaine du gaz pourraient intervenir avant que la transaction ne soit conclue. La réponse à votre question se trouve dans cette diapositive : l'impact net en termes d'endettement pour EDF s'élève à 2,2 milliards d'euros car nous récupérons une partie de la dette d'Edison. À noter que nous consoliderons les résultats de cette société. Cela correspond à l'impact net de ce que nous rachetons au niveau de la holding, moins ce que nous vendons à Edipower. Si tous les actionnaires minoritaires revendent leurs actions, alors ce chiffre pourrait atteindre 3,1 milliards d'euros car l'offre de rachat d'Edison coûtera entre 0 si personne n'apporte de titres et de 900 millions d'euros maximum. C'est pourquoi nous devons appliquer une fourchette de 2,2-3,1 milliards d'euros, ce qui n'a pas changé par rapport à mes explications de février dernier.

Deuxième question de Marco : l'opération présente-t-elle un risque d'échec du fait d'autres conditions suspensives ?

La réponse est non. La dernière condition suspensive était le visa de l'autorité européenne de la concurrence et c'est avec joie que j'ai annoncé au début de cette téléconférence que nous venons de le recevoir. Il n'y a donc pas d'autre condition suspensive à cette opération, à savoir l'acquisition par EDF de la participation de Delmi dans TdE et la vente d'Edipower par Edison, qui devraient désormais intervenir avant la fin mai. Ensuite, nous ferons une proposition en juin dans le cadre de l'offre d'achat obligatoire, qui devrait être finalisée d'ici la fin juillet. Pour simplifier, d'ici la fin mai, nous posséderons 80 % d'Edison avec bien sûr un contrôle exclusif, et comme je l'ai dit, plus aucune condition suspensive. Puis fin juillet, nous serons encore à 80 % si les actionnaires ne revendent pas leur actions, ou à 100 % s'ils le font tous.

Toujours concernant Edison, Andrew Moulder de CreditSights demande quand EDF prévoit de présenter une stratégie intégrée complète d'Edison en tant que membre à part entière du Groupe EDF ? En plus de l'offre faite aux actionnaires minoritaires, l'objectif sera-t-il de fusionner Edison et EDF ?

Je comprends la question mais concernant Edison, nous avons l'habitude de franchir un obstacle après l'autre, de sorte que nous allons commencer par conclure la première acquisition, puis nous lancerons l'offre de rachat et enfin nous clarifierons notre plan d'intégration et nos projets à moyen terme. Comme vous le savez, nous pensons qu'Edison deviendra la plate-forme gazière d'EDF, si bien que nous donnerons des informations sur les modalités et les conséquences à l'issue de l'offre de rachat. Je pense que tout le monde peut apprécier la différence entre la détention de 80 % d'Edison si elle est cotée ou de 100 % si elle ne l'est pas. Il faudra donc attendre l'issue de l'offre de rachat pour en savoir plus.

Question de Vincent de Blic de JP Morgan : pouvez-vous en dire plus sur les renégociations des contrats gaz d'Edison ?

Les renégociations des contrats de gaz ont un impact substantiel sur notre EBITDA 2012. Nous tablons sur un EBITDA supplémentaire de 600 millions d'euros, un chiffre expliqué par Edison, si nous parvenons à renégocier ou à obtenir un arbitrage positif sur les contrats de gaz. Je ne peux pas faire d'autre commentaire sur ces aspects, hormis le fait que nous espérons obtenir des résultats une fois que nous aurons acquis le contrôle intégral d'Edison, soit à compter du mois de juin, mais dans tous les cas d'ici la fin de l'année. C'est là notre hypothèse, et je précise qu'elle occupe une place de choix dans nos chiffres de 2012, soit 600 millions d'euros d'EBITDA supplémentaire inclus dans la fourchette que j'ai donnée concernant l'issue positive des renégociations des contrats de gaz.

Toujours concernant Edison et avant de passer aux énergies renouvelables, Emmanuel Owusu de Barclays demande si EDF a l'intention de garantir la dette d'Edison ?

Fin mai, nous posséderons 80 % d'Edison, ce qui se traduira par une participation de 80 à 100 %. La société sera donc considérée comme les autres entités contrôlées par le Groupe et intégrée dans notre stratégie financière. Il est bien sûr trop tôt pour que je commente cet aspect. D'ailleurs, il n'est pas dans mes habitudes d'annoncer à l'avance la stratégie de financement de la dette du Groupe EDF. J'aimerais revenir un instant sur les renégociations dans le domaine du gaz. De nouveau, pour des raisons évidentes, vous comprendrez que je ne puisse pas vous donner d'informations détaillées sur la situation

actuelle, nos attentes et nos convictions. Je ne peux que mettre en évidence le fait que cette importante somme de 600 millions d'euros est incluse dans notre fourchette de 15,8-16,2 milliards d'euros. Cela dit, je peux confirmer que si nous parvenons à en obtenir au moins 50 %, je suis sûr que nous nous rapprocherons de la fourchette basse d'EBITDA sur l'année.

Question suivante de Vincent de Blic, la dernière concernant Edison : pouvez-vous confirmer que l'impact de 400 millions d'euros d'Edison sur l'EBITDA porte sur six mois seulement ?

Effectivement, c'est sur six mois car, en multipliant simplement par deux l'EBITDA du premier trimestre d'Edison, on obtient 300 millions d'euros pour le premier semestre. Edison a donné un objectif de 1,1 à 1,2 milliard d'euros pour l'année, donc si je prends la fourchette basse de 800 millions d'euros au second semestre, en partant du principe que nous parviendrons à une consolidation de 100 % de la société, l'effet de périmètre est de 400 millions d'euros.

Mais je comprends votre question ainsi : quelle est la différence si l'on conclut l'acquisition fin mai plutôt que fin juin. Cela représente un mois d'EBITDA hors renégociations dans le domaine du gaz car, comme je l'ai dit tout à l'heure, celles-ci ne sont pas attendues avant le second semestre, de sorte que le mois supplémentaire de performance d'Edison ne change pas outre mesure les montants que je viens de donner.

Voici une question pour Philippe concernant l'offshore français : la turbine de 6 MW que vous prévoyez d'utiliser est une technologie nouvelle. Quand allez-vous tester un prototype ?

Le prototype est actuellement en phase de test onshore et les tests offshore commenceront d'ici deux ans maximum. Beaucoup d'encre a coulé sur la turbine d'Areva et celle d'Alstom, je vous remercie donc je me donne l'occasion de vous donner un peu de détails à ce sujet. Tout d'abord, si les informations que je possède sont exactes, seules cinq turbines Areva sont en activité depuis trois ans et comme elles sont équipées de multiplicateur, Areva a rencontré beaucoup de problèmes avec elles. D'après ce que j'ai compris, ces problèmes sont désormais résolus. Tout d'abord, peu de turbines Areva sont en activité. Ensuite, le premier parc éolien offshore ne devrait pas entrer en service avant 2017, soit dans cinq ans, ce qui veut dire qu'Alstom a au moins cinq à huit ans pour finaliser les essais de la nouvelle turbine, ce qui est largement suffisant. Par ailleurs, la turbine de 6 MW est la norme et cette tendance est appelée à se maintenir. Certains acteurs comme Siemens commencent même à plancher sur des projets de turbines de 7 MW. Enfin, en raison de sa complexité et des nombreux problèmes qu'il engendre, le multiplicateur n'est clairement pas la technologie la mieux adaptée pour l'offshore. Comme vous pouvez l'imaginer, le fonctionnement et la maintenance sont beaucoup plus compliqués que sur terre, si bien que l'entraînement direct est la solution évidente pour l'offshore.

Michel Debs de Crédit Suisse a maintenant une question concernant la production hydraulique : avez-vous des nouvelles concernant l'appel d'offres pour les concessions hydro électriques ? Quel est le délai réaliste le plus court ?

Nous n'avons pas d'information nouvelle par rapport à celles publiées par le gouvernement français, et nous nous préparons à nous battre pour obtenir de nouvelles concessions.

Il n'y a pas d'autre question posée en ligne, nous allons donc passer aux questions par téléphone.

Martin Young - Nomura

En ce qui concerne les prévisions à moyen terme (d'ici 2015), je me demandais simplement sur quel type d'hypothèses vous vous basez pour l'évolution des prix en France, parce que ce sera clairement essentiel pour l'évolution à moyen terme de votre EBITDA. À ce propos, quelles hypothèses de variation des tarifs en France appliquez-vous pour vos prévisions 2012 ?

Malheureusement Martin, vous devez savoir que nous avons une règle chez EDF qui consiste à ne jamais commenter les tarifs. Je ne m'exprimerai donc pas à propos des anticipations de progression, que ce soit pour 2012 ou pour nos prévisions. Nos prévisions pour 2015 correspondent aux objectifs que nous nous sommes fixés en termes de croissance rentable, de politique de dividendes et d'assise financière, mais je suis désolé car je ne donnerai pas d'information supplémentaire sur les moyens, les risques et les hypothèses sur lesquelles nous nous basons, surtout pour ce qui touche aux tarifs.

Pouvez-vous dire que votre hypothèse de tarifs en 2015 est cohérente avec les dispositions de la loi NOME ?

Si vous demandez si notre objectif est cohérent avec la législation française, alors ma réponse est oui.

Per Lekander - UBS

J'ai trois questions. D'abord, en ce qui concerne les contrats gaziers d'Edison, je voulais juste vérifier que la négociation portant sur 600 millions d'euros est annuelle et rétroactive. Ensuite, je comprends que vous ne fassiez pas de commentaire sur les tarifs, mais pouvez-vous nous en dire plus sur le processus de fixation de ces derniers ? De manière plus spécifique, par le passé nous connaissions votre position à ce sujet autour du 15 août, et depuis l'année dernière, c'est le 1^{er} juillet. Pensez-vous que ce changement aura lieu cette année aussi au 1er juillet ? Et que comprendra cette décision en matière de tarifs ? À l'évidence, elle comprendra les tarifs, mais tiendra-t-elle également compte du dispositif ARENH ? Voilà pour ma deuxième question. Enfin, à propos des prévisions d'investissements dont vous n'avez pas parlé, le chiffre de 15 milliards d'euros est-il toujours d'actualité ? A-t-il été affecté d'une quelconque manière par les tests de résistance dans le nucléaire et si oui, pouvez-vous nous donner quelques éclairages : allez-vous maintenir ce chiffre et revenir sur certains aspects ? Quelle est votre position sur le sujet ?

Oui, les 600 millions d'euros concernent l'année complète, soit 12 mois. Et non, je ne ferai pas d'autre commentaire sur les hypothèses pour la fixation des tarifs. Ensuite, concernant les 15 milliards d'euros à horizon 2015, il s'agit d'un plafond et j'ai déjà confirmé que nous tiendrons cet objectif, c'est-à-dire que nous devrions rester en dessous, le tout en prenant en compte nos prévisions d'investissements supplémentaires post Fukushima. D'ailleurs,

nous pensons pouvoir clarifier le montant, le calendrier et nos projets à l'issue des discussions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire vers le mois de juillet, probablement durant la présentation des résultats du premier semestre. Le plafond est donc de 15 milliards d'euros. Je confirme ce chiffre après la publication des résultats des tests de résistance par l'ASN en janvier, et nous pourrions probablement vous en dire davantage fin juillet.

Benjamin Leyre – Exane BNP Paribas

J'ai deux questions s'il-vous-plaît. La première concerne Exeltium. Pouvez-vous nous dire où en est le refinancement de la seconde tranche et à ce propos, pensez-vous que la dette sera encore de 38 milliards d'euros ou moins à la fin 2012, un chiffre que vous aviez donné la dernière fois ? Ma deuxième question est la suivante : pouvez-vous nous dire où en est la provision pour renouvellement d'ErDF et quel type de provision pour renouvellement vous pensez devoir constituer sur l'exercice 2012.

En ce qui concerne l'endettement net, Exeltium n'est que l'un des trois aspects dont j'aimerais parler et selon notre capacité à nous en occuper d'ici la fin de l'année, vous pouvez vous imaginer que cela aura un impact significatif sur notre endettement net. Vous pouvez prendre le versement de 1,7 milliard d'euros correspondant à la première avance d'Exeltium comme point de référence, ce qui est un facteur important, mais j'aimerais en mentionner deux autres. Le second concerne l'offre de rachat d'Edison, que les actionnaires minoritaires décident de revendre leurs actions ou non, avec une sortie de fonds qui pourra être nulle ou atteindre 900 millions d'euros maximum. Le troisième aspect déterminant est la CSPE. J'ai déjà mentionné que le déficit de la CSPE dans nos comptes pourrait augmenter entre 2011 et 2012 pour dépasser 4 milliards d'euros. L'une de mes priorités est de tenter d'améliorer la situation pour EDF, car ce déficit ne génère aucun intérêt et nous ne sommes pas totalement rémunérés pour le coût de cet engagement qui pèse lourd dans notre ratio de financement. Voici les trois principaux aspects de notre dette à prévoir d'ici la fin de l'année. En ce qui concerne les capex, j'avais mentionné un chiffre proche de 12,5 milliards d'euros durant la présentation des résultats annuels en février dernier, et je le maintiens, mais je rappelle les trois principaux éléments constitutifs de notre endettement d'ici la fin de l'année : Exeltium, l'offre de rachat d'Edison et la CSPE. Cela étant, nous nous sommes engagés à avoir un ratio dette nette/EBITDA inférieur à 2,5 fois et nous nous y tiendrons. Pour ce qui est d'ErDF, nous sommes en train de revoir les politiques comptables, les provisions pour renouvellement et de nombreux autres aspects comptables. Je pense m'être efforcé de vous donner autant de détails que possible concernant nos prévisions, mais je préfère ne pas m'étendre autant sur les données comptables. Sachez toutefois que nous travaillons encore sur les politiques comptables d'ErDF et que je serai, je l'espère, en mesure de vous en dire plus fin juillet.

Emmanuel Turpin – Morgan Stanley

J'aimerais quelques éclaircissements s'il-vous-plaît. D'abord, en ce qui concerne le premier semestre, vous évoquez un impact climatique négatif de 200 millions d'euros. Il me semble que dans votre communiqué de presse, il est question de 100 millions d'euros liés à la vague de froid du mois de février. Pouvez-vous nous en dire plus sur les autres 100 millions d'euros ? Toujours concernant le climat, ErDF a tiré parti des faibles températures ; pouvez-vous nous dire dans quelle mesure celles-ci ont contribué à l'augmentation de 200 millions d'euros de son chiffre d'affaires ? Enfin, dans l'une de vos

diapositives, vous parlez de la contraction des volumes fournis à Eurodif, de l'ordre d'un peu plus de 4 TWh en 2012 et d'un peu moins de 2 TWh en 2013. Pouvez-vous confirmer qu'il s'agit en réalité d'une tendance positive pour votre EBITDA car cela peut contribuer au chiffre d'affaires moyen correspondant à cette énergie ? Pouvez-vous indiquer l'impact en euros par M/h de ces volumes sur le chiffre d'affaires et donc l'EBITDA ? Merci beaucoup.

Les 100 millions d'euros correspondent à la vague de froid du mois de février, mais comme j'ai déjà tenté de l'expliquer au premier trimestre, les conditions climatiques ont également été inhabituellement douces début janvier et fin mars. Fin janvier par exemple, nous ne sommes pas parvenus à vendre l'ensemble de notre production nucléaire car les températures étaient nettement supérieures aux moyennes saisonnières. En définitive, la vague de froid de février et les températures douces de janvier et mars ont un impact négatif de 200 millions d'euros par rapport aux conditions climatiques du premier trimestre 2011. Vous avez raison de penser qu'ErDF en tire parti mais d'un autre côté, nous avons dû nous approvisionner à un prix nettement supérieur malgré la capacité du département d'optimisation à gérer très efficacement les couvertures et en dépit du fait que nous soyons parvenus à utiliser très efficacement nos ressources en eau sur le trimestre. Malgré cela, l'impact global est une réduction de 200 millions d'euros de l'EBITDA. L'impact sur le résultat net est inférieur, car ErDF réalise un profit s'il fait froid, mais cela a un impact marginal sur le résultat net. En ce qui concerne Eurodif, nous pouvons effectivement vendre l'excès de production et je vous laisse formuler des suppositions concernant le prix moyen car je ne souhaite pas faire de commentaire sur l'impact sur l'EBITDA.

Benjamin Leyre – Exane BNP Paribas

J'ai quelques questions complémentaires s'il-vous-plaît. D'abord sur l'E&P en Égypte : vous avez indiqué que sur l'exercice 2011, vous aviez eu quelques retards de paiement pour vos activités pour Edison. Est-ce toujours le cas ? Ma deuxième question porte sur le nucléaire en France : pouvez-vous nous en dire plus sur vos discussions avec l'ASN concernant le calendrier de la mise en œuvre du programme de sûreté ?

Effectivement, notre fonds de roulement s'est dégradé en Égypte en raison de retards de paiement, et c'est toujours le cas. Nous sommes en train d'y travailler. En ce qui concerne le nucléaire, nous sommes actuellement en discussion avec les autorités de sûreté concernant le calendrier des travaux supplémentaires qui ont été annoncés. Nous avons publié quelques principes l'année dernière que l'ASN a confirmé début 2012. Nous étudions actuellement le calendrier détaillé et espérons être en mesure de vous donner des informations plus claires d'ici la fin juillet durant la présentation des résultats du premier semestre. Cela dit, les chiffres en valeur absolue sont connus. J'ai expliqué tout à l'heure que le coût post Fukushima était proche de 10 milliards d'euros, dont la moitié comprenait des investissements planifiés d'ici 2025. Cela n'a pas changé mais nous serons en mesure de vous donner des informations plus détaillées d'ici la fin juillet, lorsque tout sera réellement finalisé avec l'autorité de sûreté.

Fin des commentaires

Je vous remercie vivement pour votre attention et vos questions durant cette téléconférence. Avant de raccrocher, je vous rappelle que notre Assemblée générale est

prévue le 24 mai et que nous publierons nos résultats du premier semestre 2012 le 31 juillet prochain. Merci encore pour votre attention.