

Présentation du chiffre d'affaires et des faits marquants du troisième trimestre 2014

Sommaire

Présentation	2
Questions-Réponses	11

Chiffre d'affaires et faits marquants du troisième trimestre 2014

Thomas Piquemal

Directeur Exécutif Groupe en charge des finances, EDF

Bonjour à tous et merci pour votre participation à cette conférence téléphonique. Je suis Thomas Piquemal, Directeur financier du Groupe EDF, et je suis très heureux de vous accueillir cet après-midi.

Je vais vous présenter notre chiffre d'affaires sur les neuf premiers mois de 2014, en commençant par les principaux faits marquants de cette période. Je dirai également quelques mots sur le partenariat avec Amundi, que nous avons annoncé la semaine dernière et qui constitue à mon sens un outil innovant pour financer la transition énergétique. Enfin je ferai un point sur nos objectifs financiers. Comme d'habitude, je laisserai autant de temps que possible pour la séance de questions/réponses.

Comme vous le savez, nous ne manquons jamais une occasion de solliciter des responsables opérationnels afin de répondre à vos questions ; dans le contexte de l'annonce que nous avons faite ce matin à propos de la production nucléaire britannique, j'ai demandé à Stuart Crooks, Directeur général de la branche Production d'EDF Energy, d'être avec nous aujourd'hui. Merci, Stuart. Il nous fera un point sur le parc nucléaire au Royaume-Uni. Et naturellement, il sera à votre disposition pendant la séance de questions/réponses.

Je vais commencer par la *slide* numéro 4. Sans surprise, l'impact du climat sur le chiffre d'affaires d'EDF demeure déterminant. Les conditions météorologiques en 2013 ont été très favorables, et les conditions de 2014 s'avèrent en outre jusqu'ici défavorables par rapport aux normales saisonnières. Par conséquent le chiffre d'affaires du Groupe sur les neuf premiers mois de l'année est en baisse organique de 1,3 %.

L'été relativement frais a eu un effet négatif sur les ventes d'électricité en France au troisième trimestre et la demande des clients finals depuis le début de l'année est en recul de 20,5 TWh. La performance opérationnelle solide en France a toutefois permis de compenser en partie cet effet climat.

A fin septembre 2014, la production nucléaire est en hausse de 2,5 % par rapport à l'an passé grâce à notre plan de maîtrise renforcée des durées d'arrêts programmés.

Le chiffre d'affaires de la France est en progression organique de 0,5 %, soutenu par le rattrapage tarifaire de 2012 qui contribue positivement à la variation organique à hauteur de 3,1 %.

Durant ce troisième trimestre, trois enjeux prioritaires du Groupe EDF ont connu des évolutions importantes. S'agissant de Hinkley Point C, la Commission européenne a approuvé le 8 octobre 2014 les accords relatifs au projet dans le cadre des règles relatives aux aides publiques. Il s'agit là d'une étape significative. Cela étant dit, vous n'ignorez pas qu'il reste encore plusieurs étapes à franchir avant la décision d'investissement finale. Il faudra notamment mener à bien les négociations avec nos partenaires industriels et financiers, et finaliser les accords de garantie de financement ainsi que le « Contrat pour différence ».

En France, le gouvernement a publié mi-octobre une nouvelle méthodologie de construction tarifaire par empilement. La première mise en œuvre de cette méthodologie s'est traduite par une augmentation moyenne de 2,3 % des tarifs réglementés de vente d'électricité en date du 1er novembre.

Enfin, concernant l'ARENH, le gouvernement a annoncé mardi que le décret définissant la formule de l'ARENH était actuellement à l'étude par la Commission européenne. Lorsqu'il sera finalisé et publié, ce décret servira de base à la Commission de régulation de l'énergie pour réévaluer le prix de l'ARENH, réévaluation qui devrait avoir lieu le 1er juillet 2015 selon l'annonce de mardi.

Passons à la *slide 5* et au chiffre d'affaires du Groupe EDF. Le chiffre d'affaires réalisé sur les neuf premiers mois s'élève à 52,3 milliards d'euros, en hausse de 0,4 % par rapport au chiffre d'affaires retraité des neuf premiers mois de 2013. Comme on pouvait s'y attendre, le chiffre d'affaires a bénéficié de l'évolution favorable du taux de change euro/livre sterling, avec un impact positif de presque 400 millions d'euros.

Ces chiffres incluent également la consolidation totale des activités de Dalkia en France depuis la finalisation de la transaction en date du 25 juillet 2014 pour un impact sur le chiffre d'affaires de 512 millions d'euros.

Au total, le chiffre d'affaires du Groupe sur les neuf premiers mois de l'année est en baisse organique de 1,3 %, ce qui reflète les conditions météorologiques défavorables évoquées précédemment et qui ont affecté l'ensemble de nos segments d'activité. Cet effet négatif a été partiellement compensé par le rattrapage rétrospectif des tarifs réglementés de vente d'électricité de 2012. Ce rattrapage, publié au Journal Officiel du 31 juillet 2014, s'est monté à 921 millions d'euros, soit une hausse de 1,7 % du chiffre d'affaires des neuf premiers mois de l'année du Groupe.

Vous vous en souvenez peut-être, j'évoquais lors de nos résultats semestriels une estimation de 850 millions d'euros ; celle-ci a été affinée depuis, grâce à la prise en compte des niveaux de consommation précis de nos clients entre le 23 juillet 2012 et le 31 juillet 2013. L'impact du rattrapage sur l'EBITDA est bien sûr moindre, de l'ordre de 750 à 800 millions d'euros, et sera encaissé sur 2015 et début 2016.

Concentrons-nous à présent sur le chiffre d'affaires par segment, et commençons par la France en *slide* 6. Le chiffre d'affaires des neuf premiers mois de l'année 2014 a représenté 29,1 milliards d'euros, soit une croissance organique de 0,5 % par rapport à 2013. Le rattrapage tarifaire de 2012 en France s'élève à 908 millions d'euros et le solde (13 millions d'euros) est comptabilisé au titre des ventes d'Electricité de Strasbourg dans le segment « Autres activités ». Autrement dit, le rattrapage tarifaire en tant que tel représente une variation organique positive de 3,1 % du chiffre d'affaires en France.

Après un premier semestre déjà marqué par des conditions climatiques difficiles, le climat a encore eu des effets défavorables sur le segment France au troisième trimestre, en raison de températures estivales inférieures aux normales saisonnières.

Sur les neuf premiers mois de 2014, l'effet climat induit un recul du chiffre d'affaires de 1,6 milliard d'euros, avec une baisse de 20,5 TWh des volumes d'électricité et de 2,3 TWh des volumes de gaz vendus aux clients finals. L'effet climat a été en partie compensé par l'augmentation d'août 2013 des tarifs réglementés, ainsi que par la hausse de la production nucléaire ; j'y reviendrai dans un instant.

Sur la *slide* 7, vous trouverez le bilan énergétique de la France. Cette analyse illustre la diminution des volumes vendus aux clients finals, qui est totalement imputable à l'effet climat et qui se trouve compensée dans une large mesure par la hausse des volumes vendus sur les marchés de gros.

Au niveau de la production sur la partie gauche, on voit que la production des centrales thermiques à flammes a nettement chuté (-7,1 TWh), alors que la production nucléaire progresse de 7,5 TWh.

Cela me conduit à la *slide* numéro 8 : le parc nucléaire français affiche toujours de bonnes performances opérationnelles au troisième trimestre. La production nucléaire des neuf premiers mois de 2014 est en hausse de 2,5 % par rapport à la même période en 2013.

Notre programme de maîtrise des durées d'arrêts programmés porte ses fruits puisque la durée de prolongation des arrêts a été réduite de moitié. Je tiens ici à souligner

particulièrement la qualité d'exécution de nos équipes durant ces neuf premiers mois. À l'heure où nous parlons, nous avons réalisé 37 arrêts sur 47 : dans ce contexte, notre objectif de production nucléaire pour 2014 compris entre 410 et 415 TWh est confirmé, et nous pensons même pouvoir atteindre le haut de cette fourchette.

Sur la *slide* suivante, la production hydraulique des neuf premiers mois de l'année s'élève à 30,2 TWh, en baisse de 10,4 %. Compte tenu des conditions d'hydraulicité exceptionnelles constatées en 2013, il s'agit d'une performance solide soutenue par des conditions favorables sur le troisième trimestre. Je tiens aussi à souligner que les stocks hydrauliques à fin octobre sont supérieurs aux moyennes historiques, ce qui est de bon augure en ce début de saison hivernale.

Si l'on passe à présent au Royaume-Uni sur la *slide* 10, le chiffre d'affaires a atteint 7,3 milliards d'euros et a bénéficié d'un effet change favorable. En variation organique, il baisse de 0,8 %.

Le segment B2C d'EDF Energy continue d'afficher des performances solides, avec une hausse des comptes clients gaz et électricité de 2,8 % par rapport à la même période de 2013. Ceci compense partiellement la baisse des ventes de gaz liée au climat doux observé sur le premier semestre.

La production nucléaire a reculé de 0,5 TWh par rapport à 2013, pénalisée par l'arrêt non programmé des réacteurs d'Heysham 1 et de Hartlepool pour inspection des générateurs de vapeur.

Je passe maintenant la parole à Stuart, qui va vous faire un point sur le sujet de ces générateurs de vapeur. Merci, Stuart.

Stuart Crooks

Directeur général de l'activité Production, EDF Energy

Merci Thomas. Merci de m'accueillir parmi vous. Tout d'abord un petit rappel sur la conception des centrales de Heysham et Hartlepool. Heysham et Hartlepool sont deux centrales avec quatre réacteurs. Ces réacteurs sont de conception identique, mais ce sont les seuls de notre parc, la question ne concerne donc que ces quatre unités.

Chaque réacteur de Hartlepool et Heysham possède huit générateurs de vapeur, et chaque générateur de vapeur est équipé d'une colonne centrale. Cette colonne est destinée à soutenir le poids du générateur de vapeur, qui a lui-même vocation à convertir la chaleur issue du réacteur en vapeur pour alimenter les turbines.

Voici pour ce qui est de la conception. Ces centrales ont été mises en service en 1983, et chaque unité a une puissance de production théorique de 1 200 mégawatts.

Alors, que s'est-il passé ? Pendant l'été 2013, nous avons détecté une anomalie lors d'un test des colonnes centrales dans le cadre de notre programme de maintenance usuelle et d'inspection de routine. Nous avons pris cet élément en compte, et en accord avec notre régulateur externe, l'ONR, nous avons décidé d'isoler le générateur de vapeur concerné et de remettre le réacteur en service fin 2013 à une puissance réduite, tout en préparant un programme d'inspection détaillée de la colonne nécessitant une intervention à l'intérieur du réacteur. Il s'agit donc d'une intervention humaine dans le réacteur, afin de réaliser une inspection approfondie.

Ces inspections ont commencé en juillet 2014, et elles ont permis d'identifier sur la colonne un défaut qui posait des questions quant à son origine et à l'exploitation de la centrale. Après concertations internes à EDF, nous avons décidé de suspendre l'exploitation des trois autres réacteurs de conception identique pour inspecter leurs colonnes et confirmer l'absence de défaut.

Ces inspections sont maintenant terminées sur les 31 générateurs de vapeur restants et leurs colonnes centrales, et nous n'y avons pas identifié d'autre défaut. Nous avons constitué un dossier de sûreté en vue du redémarrage des centrales, avec l'ensemble des questions, des arguments et des éléments probants. Le dossier a été soumis pour revue à nos processus internes ainsi qu'au régulateur externe.

Ce dossier de sûreté en arrive au stade des derniers contrôles et des approbations, et nous espérons que ce processus sera finalisé rapidement. Les premières unités que nous remettrons en service seront les réacteurs 2 de Hartlepool et d'Heysham. Ils seront

remis en service à peu près en même temps, aux alentours de la mi-novembre, puis ce sera rapidement le tour du réacteur 1 de Hartlepool.

Il faudra plus de temps pour le réacteur 1 d'Heysham. Nous poursuivons les inspections et nous espérons pouvoir remettre cette unité en service à la fin de l'année, là encore à puissance réduite.

En effet, l'une des exigences du dossier de sûreté est que les unités soient remises en service à puissance thermique réduite. Car nous avons pu identifier l'origine du défaut de la colonne centrale incriminée, qui est liée au niveau de température. Ainsi, afin de garantir la sûreté, nous devons remettre les unités en service à puissance réduite, ce qui revient à empêcher l'apparition des éventuels mécanismes de dégradation : c'est ce que nous commencerons par faire cette année.

En résumé, nous attendons l'approbation du régulateur externe ces prochains jours pour remettre en service les trois premiers réacteurs à puissance réduite. Puis en 2015, notre plan consistera à régler le problème de la température en procédant à des modifications basées sur des analyses complémentaires, ce qui nous permettra *in fine* de remettre les réacteurs en service à puissance complète. Nous allons également régler le problème du réacteur 1 d'Heysham et le remettre en service à pleine charge le moment venu.

Je conclurai sur ces mots, et je serai à votre disposition comme d'habitude pour d'éventuelles questions complémentaires..

Thomas Piquemal

Très bien, merci Stuart. **Passons désormais à l'Italie, sur la slide 11**, où l'on constate que le chiffre d'affaires est en baisse organique de 2,4 % à 9,2 milliards d'euros. Les activités électriques d'Edison ont bénéficié d'importants volumes de ventes aux clients finals et sur les marchés de gros. Cela a toutefois été partiellement compensé par la baisse des prix de marché.

L'effet climat a eu un impact négatif sur les ventes de gaz, avec une demande en baisse à la fois chez les clients résidentiels et les centrales électriques à gaz. Il convient de noter l'issue favorable de l'arbitrage du contrat long-terme d'approvisionnement en gaz avec la Russie, même si naturellement cela n'a pas eu d'impact sur le chiffre d'affaires.

Comme nous parlons de l'Italie, cela vaut aussi la peine de mentionner la finalisation de l'accord entre Edison, EDF Energies Nouvelles et F2i, qui vient tout juste d'être annoncé. Cet accord débouche sur la création d'une entité dotée de 600 mégawatts de capacité installée dans les énergies renouvelables, apportées par Edison et EDF Energies Nouvelles, et dont notre partenaire F2i possèdera 70 %. Cela nous permet de monétiser une partie de nos actifs dans les énergies renouvelables et de réduire notre endettement financier net. Nous continuerons à assurer l'optimisation, l'exploitation et la maintenance des actifs, tandis que l'entité sera consolidée par intégration globale par Edison.

Passons maintenant au segment « Autre International » en slide 12 : le chiffre d'affaires total de ce dernier s'élève à un peu moins de 4 milliards d'euros, en baisse organique de 11 % en raison principalement de la douceur du climat, qui a entraîné une diminution de la demande en chauffage à travers toute l'Europe. En Belgique, le chiffre d'affaires a reculé de 15,1 % à cause de la baisse des volumes de gaz commercialisés, ainsi que de la réduction de la demande en électricité et de la forte concurrence sur les prix dans cette activité.

Le chiffre d'affaires de la Pologne a été pénalisé par un recul des volumes de chaleur vendus et par la baisse des prix de l'électricité sur les marchés de gros. Les ventes du Brésil progressent sous l'effet cumulé d'une hausse des prix de gros de l'électricité et des volumes vendus sur ces marchés.

Enfin, s'agissant du segment « Autres activités », le chiffre d'affaires des neuf premiers mois de l'année s'élève à 2,7 milliards d'euros. Je rappelle que la consolidation de Dalkia depuis le 25 juillet génère un effet périmètre sur le chiffre d'affaires de 512 millions d'euros. Le segment « Autres activités » enregistre une légère baisse organique de 0,8 %.

EDF Energies Nouvelles affiche une croissance de sa production de 5,4 % mais souffre d'effets prix négatifs liés à une évolution du profil des actifs vendus.

EDF Trading : bonne performance des activités aux États-Unis, tandis qu'en Europe, l'activité est toujours pénalisée par des conditions difficiles. Electricité de Strasbourg subit un recul des volumes de gaz et d'électricité commercialisés, compte tenu de conditions climatiques défavorables.

Comme je l'ai dit tout à l'heure en introduction, j'aimerais profiter de cette occasion pour vous présenter l'accord de principe avec Amundi annoncé la semaine dernière. Il s'agit d'un nouveau projet de financement innovant, après notre émission obligataire verte en 2013. Ce partenariat avec Amundi représente une nouvelle manière de financer la transition énergétique et c'est ce que je vais vous présenter rapidement avec la **slide 15**.

Ce partenariat prévoit la création d'une société de gestion d'actifs commune à 50/50, dédiée au financement de projets identifiés, développés et réalisés par EDF. Naturellement, la création de cette société de gestion reste soumise à l'approbation des différentes autorités compétentes. Elle sera contrôlée par Amundi, mais l'accord économique prévoit un partage à 50-50 entre Amundi et EDF. Amundi apportera bien entendu son savoir-faire en matière de structuration et sa capacité à mobiliser l'épargne. Notre objectif sera de lever conjointement 1,5 milliard d'euros pour financer des projets lancés par EDF.

Ces projets s'inscriront dans le cadre de trois grands fonds thématiques.

Premièrement, le financement des énergies renouvelables avec des actifs photovoltaïques et éoliens identifiés notamment par EDF Energies Nouvelles. Deuxièmement, nous pensons qu'il existe un potentiel important en France au niveau de la petite hydraulique, avec des installations d'hydroélectricité de capacité inférieure à 12MW : celles-ci vont nécessiter des investissements, et ces investissements pourront être financés hors bilan par le fonds. Enfin, avec l'intégration totale de Dalkia, nous sommes en mesure de développer une nouvelle offre de services dans le domaine de l'efficacité énergétique. Nous pensons donc que la création d'un fonds dédié au financement de projets d'économies d'énergies industrielles et tertiaires va favoriser une accélération de la croissance de Dalkia dans ce domaine. Tout cela sera financé par le fonds et offrira une bonne opportunité aux investisseurs.

Comme je l'ai dit, c'est donc un nouveau moyen de financer la transition énergétique et un nouvel outil innovant, conçu par EDF en partenariat avec Amundi. Je voulais à nouveau en dire quelques mots aujourd'hui. Le calendrier est présenté sur la *slide*

suivante. Il faudra bien sûr plusieurs mois pour finaliser notre accord, créer la société de gestion d'actifs, obtenir les différents feux verts et lever les fonds, mais je peux d'ores et déjà vous dire que toutes les équipes de Dalkia et d'EDF Energies Nouvelles travaillent activement à l'identification et à l'élaboration de nouveaux projets qui seront financés par ce fonds.

Pour finir, la dernière slide fait le point sur nos objectifs financiers. Aujourd'hui je peux confirmer tous nos objectifs 2014 ; naturellement j'ai déjà précisé que ces objectifs ne tiennent pas compte de l'effet positif du rattrapage tarifaire de 2012.

Pour 2014, nous prévoyons une croissance de l'EBITDA d'au moins 3 % hors Edison, et nous allons atteindre cet objectif. Un objectif d'EBITDA d'Edison, avant prise en compte de l'effet des renégociations de contrats gaz, supérieur à 600 millions d'euros : au vu des renégociations obtenues, nous pouvons prévoir un EBITDA d'environ 700 millions d'euros pour Edison, et ce sans tenir compte du dernier contrat gaz qui est toujours en attente d'arbitrage ou de renégociation.

Je confirme notre ratio d'endettement financier net / EBITDA compris entre 2 et 2,5x, et je confirme qu'on se situera proche du bas de cette fourchette. Et enfin, je confirme le taux de distribution du résultat net courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides compris entre 55 % et 65 %.

Enfin, je conclurai en vous rappelant qu'au début de l'année 2014, nous nous sommes fixés pour ambition d'atteindre un cash-flow après dividendes hors Linky positif en 2018. Nous sommes actuellement en cours d'actualisation du plan à moyen-terme, reflétant les évolutions réglementaires et économiques et permettant l'atteinte de cet objectif.

C'est ainsi que s'achève ma présentation. Nous sommes maintenant tout disposés à répondre à vos questions, posées en direct par téléphone ou par Internet. Merci.

Questions et réponses

Michel Debs (Credit Suisse), via internet

Concernant le partenariat avec Amundi : comment sera-t-il consolidé, et sa capacité sous gestion démarrera-t-elle de zéro ? Ou EDF apportera-t-il des mégawatts existants à la coentreprise ?

Thomas Piquemal

En fait, les fonds financeront le capital de nouveaux projets, et ces derniers ne seront pas consolidés dans le bilan. Il s'agit là de moyens financiers considérables dédiés à la transition énergétique, qui ne seront pas consolidés dans le bilan.

C'est EDF qui identifiera, proposera et construira les projets et, au final, les vendra aux fonds. Nous dégagerons donc un bénéfice par le biais de ce processus. Et les projets offriront un rendement régulier aux investisseurs du fonds. Comme je l'ai expliqué tout à l'heure, ces projets ne seront pas consolidés.

Pensons-nous apporter des capacités existantes aux fonds ? Comme je l'ai déjà dit, nous n'avons pas encore décidé. Nous avons encore un an pour nous préparer et lever les fonds nécessaires. Nous n'excluons pas cette possibilité, du moins pour identifier et lancer les premiers projets, bien que ce fonds vise avant tout à augmenter le nombre de projets et non à remplacer les accords existants et les *business models* que nous avons mis en place, par exemple avec EDF EN qui sera chargé de la construction et de la vente de certains de ces projets.

L'idée générale, c'est donc d'accroître le nombre de projets et d'accélérer la croissance, et non de remplacer les *business models* existants.

Nathalie Casali (JP Morgan), via internet

Quelles sont vos options pour ajuster les Opex et atteindre l'objectif de *free cash-flow* positif fixé pour 2018 ?

Thomas Piquemal

Comme je l'ai dit, je travaille actuellement sur ce point, c'est-à-dire en réalisant toutes les revues d'activités et en prenant comme horizon un plan à moyen terme étendu de 2015 à 2018, afin de présenter au Conseil d'administration d'ici la fin de l'année les différentes options qui nous permettront d'atteindre cet objectif. Les Opex sont l'une de ces options. J'ai déjà annoncé un projet axé sur l'optimisation du besoin en fonds de roulement (BFR).

Nous avons donc déjà lancé différents projets et réfléchi à diverses idées à ce sujet. Tous ces éléments devront être confirmés et actés par le nouveau Conseil d'administration d'EDF.

Vincent Ayrat (Société Générale), via internet

Une question sur la décision d'allonger la durée de vie des centrales. Le Conseil peut-il prendre cette décision ? Quand ? Notamment par rapport à la loi sur la transition énergétique ?

Thomas Piquemal

Naturellement, je n'ai pas à faire de commentaires ou d'annonces sur les décisions potentielles du Conseil ; des communications suivront prochainement. Une réunion importante est prévue mi-février à l'occasion de la publication des résultats annuels. Je n'ai donc pas de commentaires sur les futures décisions du nouveau Conseil

Cosma Panzacchi (Bernstein), via internet

Concernant le plan de réduction des coûts, envisagez-vous un nouveau programme Spark ? Quelles en seraient les grandes lignes sur le plan géographique et des activités le long de la chaîne de valeur ?

Thomas Piquemal

Tout d'abord, pour répondre aux questions sur la réduction des coûts, je voudrais rappeler ce qui est indiqué dans le rapport CRE, et ce qui est d'ailleurs confirmé par nos résultats du 1er semestre : nous avons clairement démontré notre capacité à maîtriser notre base de coûts avec des chiffres qui sont restés stables ; nous avons aussi réduit les Opex par rapport à nos prévisions précédentes et aux chiffres retenus précédemment par la CRE.

Donc, oui, le contrôle des coûts est une priorité pour le Groupe. Vous savez probablement que nous avons lancé le projet il y a un an, et qu'il a vocation à améliorer sensiblement notre système de gestion des coûts, industriels notamment. J'attends vraiment que ce projet soit source d'optimisation de notre base de coûts. Cela prendra bien sûr du temps, mais cet aspect fait vraiment partie de ceux sur lesquels nous insisterons pour atteindre l'objectif de *free cash-flow* positif en 2018, après dividendes.

Michel Debs (Credit Suisse), via internet

Quel est l'impact sur la production nucléaire aux Royaume-Uni maintenant que les centrales fonctionnent avec des températures plus basses, et quels sont les travaux à réaliser en matière d'ingénierie ?

Stuart Crooks

Avec des températures plus faibles, les centrales fonctionneront à 75%-80% de leur puissance. Donc, s'agissant de la production, les mégawatts générés par ces centrales devraient baisser à 80 %, à environ 530 mégawatts. Voilà pour l'impact chiffré.

S'agissant des modifications techniques, nous devons isoler les zones situées autour des soudures. Nous avons élaboré une solution en ce sens, mais nous avons besoin de la tester et de choisir une solution d'ingénierie qui soit opérationnelle. Pour ce faire, nous devons procéder à des arrêts de production ; nous pensons profiter des arrêts pour rechargement en combustible et des arrêts réglementaires prévus en 2015 et 2016.

Martin Young (RBC)

Oui, bonjour à toutes et à tous. Trois questions, si vous le voulez bien. La première est pour Stuart. Pouvez-vous nous donner une indication des objectifs de production révisés pour les centrales nucléaires au Royaume-Uni en 2015 et en 2016 ? Il me semble que ces objectifs étaient de 60 TWh auparavant, et qu'ils ont très légèrement baissé aujourd'hui.

Deuxièmement, concernant la tarification, Thomas vous avez déclaré que vous pensiez compenser le manque à gagner durant l'année 2016. Mais avec les hausses de tarifs mentionnées jusqu'ici, j'ai du mal à comprendre comment ce manque à gagner pourrait être compensé aussi vite. Si possible, je voudrais quelques explications à ce sujet.

Et pour terminer, compte tenu des leviers que vous comptez activer (Capex et besoin en fond de roulement), cela signifie-t-il que l'évolution potentielle des tarifs au cours des prochaines années vous déçoit ? Merci.

Carine de Boissezon (Directrice Investisseurs et Marchés d'EDF)

Martin, avant que Stuart ne réponde, je voudrais préciser que nous n'avons jamais fixé un objectif de 60 TWh pour la production nucléaire au Royaume-Uni. Si vous vous souvenez bien, fin 2010, nous avons déclaré que nous visions une production supérieure à 55 TWh sur le long terme.

Certes, nous avons enregistré une magnifique production ces deux dernières années. Proche, comme vous le mentionnez, de 60 TWh, mais cela ne constitue pas un objectif en tant que tel pour la production nucléaire au Royaume-Uni. Je laisse maintenant Stuart répondre pour l'exercice 2014. Pour le moment, nous ne donnons aucun objectif pour 2015 et 2016. Nous vous apporterons des réponses plus précises au mois de février.

Stuart Crooks

Pour 2014, la production annuelle devrait être proche de 57 TWh et pour 2015, nous nous attendrions à dépasser ces estimations dans nos prévisions.

Thomas Piquemal

Martin, concernant votre deuxième question, je n'ai jamais déclaré que nous récupérerions le manque à gagner d'ici 2016, si j'ai bien compris ce que vous avez dit. J'ai simplement dit que nous allions avoir un rattrapage tarifaire cette année sur les tarifs de 2012, que nous pourrions encaisser en 2015 et en 2016. Nous comptabilisons donc l'EBITDA net des provisions pour coûts administratifs en 2014. Cela correspond aux chiffres qui viennent de vous être présentés. Mais nous encaisserons ce rattrapage en 2015 et début 2016.

Martin Young

Mais pour les intégrer dans les recettes, ne devez-vous pas les faire refléter dans vos propres tarifs ? Dans le cas contraire, comment les répercuter sur la clientèle ?

Thomas Piquemal

Oui, bien sûr, ce rattrapage sera facturé aux clients. C'est aussi la raison pour laquelle cela prendra du temps, c'est certain. C'est pourquoi nous le comptabilisons cette année. Cette décision est prise et confirmée, mais nous prendrons un peu de temps pour la répercuter sur nos clients ; d'où un certain laps de temps avant que cela ne se reflète dans les cash-flows.

Martin Young

OK

Thomas Piquemal

Ensuite : sommes-nous déçus, devons-nous ajuster nos Capex et le besoin en fonds de roulement parce que nous sommes déçus ? Je répondrais non à ces questions. Nous ajustons les Capex et le besoin en fonds de roulement uniquement pour les optimiser.

Selon moi, les dernières annonces sont positives, car il y a un mois nous n'avions pas la même visibilité. Les choses sont désormais plus claires s'agissant de la formule tarifaire. Nous avons plus de visibilité concernant le calendrier de l'ARENH, et ces informations essentielles doivent être intégrées dans nos modèles pour réévaluer nos objectifs 2018 et notre plan à moyen terme. Cette visibilité accrue concernant ces deux sujets clés est donc à mes yeux une évolution positive.

Martin Young

Très bien, merci.

Benjamin Leyre (Exane)

Oui, merci. Merci beaucoup de me donner la parole. Premièrement, concernant le report d'application de l'ARENH : ne pensez-vous pas que le gouvernement envisage peut-être à nouveau de revoir l'intégralité de la formule, ou estimez-vous que le report soit dû au délai nécessaire pour recevoir l'approbation de la Commission européenne ?

La deuxième question porte sur le décret relatif aux tarifs réglementés de vente publié la semaine dernière ; pensez-vous qu'un décret puisse être invalidé devant un tribunal puisqu'en l'état, ce décret ne reflète pas le coût de la production d'énergie non-nucléaire. Je m'interroge sur le manque à gagner annuel dû à cet écart entre le prix de gros et le coût de la production non-nucléaire.

Ma troisième question concerne vos prévisions pour 2018 ; peut-être est-ce lié d'ailleurs, mais pourriez-vous nous dire quelles hypothèses ont été révisées depuis le début de l'année 2014, qui vous ont incité à revoir votre stratégie pour atteindre vos prévisions 2018 ? Merci.

Thomas Piquemal

Concernant l'ARENH, la formule et le mécanisme ont été adressés à l'UE en vue d'un examen approfondi. Je n'ai donc pas connaissance de modifications potentielles des éléments transmis à l'UE.

Benjamin, en évoquant le décret publié sur les tarifs, vous me donnez l'occasion de préciser un point important ; dans l'Article n°3, une phrase a été ajoutée par rapport à la version publiée et promulguée, qui mentionne la nécessité de couvrir les coûts d'EDF. Je souhaite vraiment insister sur cette nouvelle phrase du décret car il est plutôt rassurant de constater que le législateur estime que nos coûts de production doivent être couverts.

Cette décision peut-elle être annulée par un tribunal ? Je ne sais pas, vous devriez poser la question à d'autres interlocuteurs. Vous savez que dans toute son histoire, EDF n'a jamais remis en cause les décrets ou toute autre décision relative aux tarifs devant la justice.

Comment ont évolué nos hypothèses depuis février 2014 ? Tout d'abord, nous devons bien évidemment nous adapter aux conditions de marché et à ce qui a été annoncé. Alors s'il vous plaît, ne me demandez pas ce qui a changé dans nos hypothèses. Je vous le répète, je travaille sur tous ces points pour que le Conseil d'administration puisse statuer ; et lorsque nous ferons notre annonce, je pourrai alors vous fournir de nombreux détails sur nos hypothèses pour que vous compreniez mieux les éléments qui sous-tendent nos prévisions pour 2018. Mais j'espère que vous comprenez que nous avons un nouveau Conseil d'administration, un nouveau PDG et que je dois naturellement présenter tous ces dossiers à la nouvelle structure de gouvernance du Groupe.

Emmanuel Turpin (Morgan Stanley)

Bonjour à tous ; j'ai trois questions s'il vous plaît. La première concerne le plan envisagé pour modifier la politique d'amortissement des actifs nucléaires existants en France ; c'est une décision qui revient normalement au Conseil d'administration et, comme vous venez de le dire, des changements sont intervenus au niveau du Conseil d'administration. Donc, selon vous, le Conseil d'administration envisage-t-il ou envisagera-t-il de conserver en l'état la politique d'amortissement ou préconisera-t-il sa modification ? Et si aucune décision n'est prise, pouvez-vous s'il vous plaît revenir sur l'explication que vous avez donnée au 1er semestre concernant l'impact potentiel sur vos bénéficiaires et éventuellement sur les dividendes ?

Deuxièmement, j'aimerais revenir sur une question déjà soulevée ce soir concernant l'objectif de *cash-flow* positif en 2018 ; j'aimerais l'aborder sous un nouvel angle. Laissons de côté l'examen du plan et *[inaudible]* concentrons-nous sur les aspects de votre stratégie *[inaudible]* tarifaire, etc. Pouvez-vous nous indiquer l'écart que vous aurez à combler par rapport à l'objectif de *cash-flow* positif en 2018 et les mesures mises en œuvre pour y parvenir ?

Enfin, en ce qui concerne le décret récemment publié sur les tarifs, il ne me semble pas totalement clair, par rapport à la nouvelle loi sur l'énergie, dans quelle mesure le coût induit par les nouveaux volumes de certificats d'économie d'énergie sera couvert et répercuté dans les tarifs ? Merci beaucoup.

Thomas Piquemal

OK, Emmanuel, je vais tenter de répondre à vos questions sachant que l'on ne vous entendait pas toujours bien. Donc en ce qui concerne l'impact comptable de la durée de vie des centrales, je ne peux bien entendu pas dire si le Conseil d'administration souhaite ou non aller de l'avant. Je vous rappelle qu'il y a un lien entre la méthodologie comptable et le programme d'investissements. Nous devons nous interroger sur les prochaines visites décennales sur cette période – la 4e visite décennale sur les 900 MW. Est-ce qu'on le fait, ou pas ? Quel est le traitement comptable d'un tel coût potentiel ? La question reste sans réponse.

Notre politique comptable reflète-t-elle correctement notre stratégie industrielle ? Bien sûr, ce sera au Conseil d'administration de donner son avis sur le sujet.

En ce qui concerne le résultat net de l'exercice, j'aimerais être très clair et si vous me le permettez, je vais revenir au consensus du marché comme nous le faisons généralement durant nos réunions. Concernant le revenu net, ce qui est votre question, j'ai dit pendant les résultats du premier semestre qu'il atteindrait environ 4 milliards EUR, un niveau avec lequel j'étais à l'aise compte tenu de l'impact sur 6 mois de l'allongement de la durée de vie des centrales.

Aujourd'hui, étant donné les économies réalisées au premier semestre et d'après ce que je peux voir, compte tenu de notre performance nucléaire et malgré les éléments auxquels nous faisons face au Royaume-Uni, je suis à l'aise avec ce chiffre, tout en excluant l'effet du rattrapage tarifaire ainsi que tout impact potentiel de l'allongement de la durée de vie des centrales. Au-delà de ce chiffre, il convient d'ajouter l'effet net du rattrapage tarifaire qui est de 500 millions d'euros après impôts. C'est pourquoi je pense que vous voyez clairement là où nous en sommes par rapport au consensus du marché.

À ce propos, concernant l'EBITDA, nous prévoyons une croissance d'au moins 3 % hors Edison et rattrapage tarifaire. Par rapport à 2013, cela donne un EBITDA de 15,6 milliards d'euros. En ajoutant la performance d'Edison, soit 700 millions d'euros à ce jour, et le rattrapage tarifaire, cela donne un EBITDA de 17,1 milliards d'euros, ce qui est légèrement supérieur aux 16,9 milliards d'euros attendus par le consensus du marché.

Je pense donc être clair quant au niveau où nous pensons pouvoir être, et bien entendu, tout cela dépend du niveau de la production nucléaire d'ici la fin de l'année, des températures, etc. Pour revenir à votre question, ce chiffre ne dépend pas de notre décision concernant l'allongement de la durée de vie de nos centrales.

En ce qui concerne le *free cash-flow* en 2018, je ne vous donnerai pas plus de détails, d'informations, de tendances ni d'objectifs pour compenser, car comme je l'ai dit, les premières personnes auxquelles j'en ferai part seront bien sûr le nouveau Conseil d'administration et le nouveau PDG.

Andrew Moulder (CreditSights), via internet

En ce qui concerne l'accord avec Amundi, je voulais savoir si EDF va apporter des fonds propres ? Et que se passera-t-il lorsqu'EDF vendra un nouveau projet d'énergies renouvelables à la joint-venture ? Le fonds versera-t-il un dividende en numéraire ou votre participation dans le fonds impactera-t-elle le compte de résultat ?

Thomas Piquemal

Nous devrions représenter un investisseur minoritaire au même titre que les autres investisseurs dans le fonds, et nous procéderons d'ailleurs exactement de la même manière qu'Amundi. Ainsi, nous procéderons à un petit investissement en fonds propres. Bien entendu, ce ne sera en rien comparable à un projet d'EDF ou à un investissement significatif engagé dans le fonds. Ce sera un petit investissement en fonds propres.

Nous partagerons à 50/50 tous les aspects économiques avec Amundi. En tant que société industrielle, nous vendrons le projet à la société de gestion. Dans les énergies renouvelables par exemple, nous pourrions nous réserver une participation minoritaire dans le projet que nous vendons, afin de conserver un certain alignement des intérêts et de garder les activités opérationnelles et de maintenance comme nous l'avons déjà fait dans d'autres projets dans le monde.

Il n'y a donc rien de nouveau ici, et nous générerons de la marge en vendant le projet au fonds, ce qui sera pleinement reflété dans notre comptabilité. Et nous percevrons une rémunération pour les fonds propres que nous aurons alloués au projet, de sorte qu'il y aura différentes sources de marge pour EDF : par la vente de nos projets et du fait que nous soyons un petit investisseur dans le fonds et que nous conservions parfois une participation minoritaire dans les projets afin d'aligner les intérêts.

Cosma Panzacchi (Bernstein), via internet

Quel est le statut des concessions de production d'énergie hydraulique au regard de la nouvelle loi ?

Thomas Piquemal

Il est trop tôt pour le dire. Ce sujet est actuellement en débat et je ne peux pas vous donner plus d'informations.

Michel Debs (Credit Suisse), via internet

Pouvez-vous nous dire si Alpiq est un actif stratégique d'EDF ? Alpiq parle de synergies avec EDF, mais de votre point de vue, y en a-t-il ?

Thomas Piquemal

Je pense que nous avons déjà répondu à cette question. Notre stratégie n'est pas axée sur la détention de participations minoritaires dans des producteurs intégrés d'énergie. Comme je l'ai dit concernant la stratégie d'EDF, c'est le Conseil d'administration qui définira, décidera, confirmera et annoncera les perspectives à moyen terme. Je ne ferai donc pas d'autres commentaires sur ce sujet.

En ce qui concerne les synergies, je serais ravi d'en savoir plus car nous avons fait des propositions. Nous avons eu de vastes discussions concernant les synergies industrielles de ce partenariat, mais comme nous avons pu le voir au cours de l'année qui vient de s'écouler, elles n'ont pas vraiment abouti. Donc je ne suis pas sûr de pouvoir citer aujourd'hui des synergies possibles à court terme.

Vincent Ayral (Société Générale), via internet

La baisse des volumes en France au T3 affecte le chiffre d'affaires bien entendu, mais en quoi est-ce que cela touche réellement l'EBITDA ? Aura-t-elle un impact positif ou négatif ?

Thomas Piquemal

Vous avez peut-être vu que la demande de nos clients a reculé en raison du climat, mais que nous avons vendu davantage en volumes sur le marché. Donc oui, l'impact sur la marge est réduit compte tenu des prix du marché, et d'ailleurs nous pouvons voir sur le graphique de l'évolution du chiffre d'affaires en France que l'augmentation de la production nucléaire a contribué de façon limitée à la hausse du chiffre d'affaires, mais que l'impact est néanmoins positif dans son ensemble.

Sofia Savvantidou (Citi), via internet

Pouvez-vous nous faire part de la situation sur la CSPE et le calendrier pour couvrir intégralement ce déficit ?

Thomas Piquemal

Rien n'a changé à ce sujet. Nous avons une lettre signée du gouvernement français qui contient un calendrier détaillé du remboursement de cette créance qui a été allouée au fonds des actifs dédiés, et à ma connaissance, il n'y a rien de nouveau.

Vincent Ayrat (Société Générale), via internet

À propos d'Edison, où en sont les révisions de prix en cours sur les autres contrats ? Est-il optimiste d'envisager la même performance qu'en 2013 ?

Thomas Piquemal

Il reste un contrat faisant l'objet d'un arbitrage ou d'une renégociation, il s'agit du contrat ENI pour la Libye. Cela étant, je ne saurais dire si nous aurons une réponse d'ici la fin de l'année. Comme vous le savez, nous avons l'habitude de prendre le temps de négocier dans le meilleur intérêt du Groupe. Donc pas de pression en termes de calendrier.

C'est pourquoi je vous ai dit un peu plus tôt, chiffres à l'appui, que nous pouvons nous baser sur notre prévision de performance de 700 millions EUR pour Edison hors impact de ce dernier contrat en cours d'arbitrage. Cela étant, si nous faisons disons 700 millions EUR cette année sur Edison, c'est également parce que nous perdons encore de l'argent sur cette activité commerciale en Italie et qu'il nous faut encore renégocier tous les contrats.

Je confirme donc la rentabilité normative d'1 milliard EUR d'Edison que nous avons déjà annoncée, mais il faut tenir compte de l'impact temporel de l'arbitrage et de la renégociation.

Harry Wyburd (BofA-Merrill Lynch)

Bonjour, j'ai trois questions s'il-vous-plaît. D'abord, pouvez-vous commenter les récents articles des Echos évoquant une possible cession partielle de RTE, et est-ce que ça pourrait être un moyen de générer de la valeur supplémentaire sur RTE, dont une part de 50 % est allouée à vos actifs dédiés à la valeur nette comptable ?

Deuxième question : pouvez-vous commenter le système réglementaire actuel ou la situation d'ERDF ? Pensez-vous qu'il soit possible que la réglementation concernant ERDF s'aligne sur celle de ses homologues européens à court terme ?

Et troisième question : que pensez-vous de la possible action en justice engagée par l'Autriche concernant l'autorisation du projet Hinkley Point ?

Thomas Piquemal

Concernant RTE, comme vous l'avez dit, nous possédons 100 % de RTE, dont 50 % sont alloués aux actifs dédiés et les autres 50 % au bilan général du Groupe. En ce qui nous concerne, il n'y a rien de nouveau à ce sujet. Nous avons toujours dit que nous accompagnerions la stratégie de RTE ou sa stratégie européenne, et tout projet industriel qui se présenterait à nous. C'est à RTE de faire des propositions à EDF et bien sûr, celles-ci seront analysées et décidées par notre Conseil d'administration.

Théoriquement, est-ce que cela créerait de la valeur pour EDF si cela se produisait (ce qui n'est clairement pas ce que je suis en train d'annoncer aujourd'hui) ? Oui, car je suis convaincu que RTE vaut plus que sa valeur comptable actuelle. Et cette valeur implique une plus-value, tant pour le fonds dédié que pour le bilan d'EDF.

En ce qui concerne ERDF, c'est un sujet difficile. Nous avons avancé car la loi de transition énergétique comporte un article qui permet une révision en cohérence avec ce qui existe en Europe. C'est un point de départ ; la loi n'a pas encore été adoptée par le Sénat et les décrets n'ont pas encore été publiés. Une fois que tout cela sera fait, la CRE devrait décider si oui ou non la formule peut être révisée.

Donc mon seul message aujourd'hui est que oui, c'est positif, nous avons bien avancé, mais je ne peux pas m'engager pour l'instant sur le fait que la situation va s'améliorer à court terme ou l'année prochaine.

En ce qui concerne une possible action en justice de l'Autriche, nous avons pris note de ce risque. S'il se concrétisait, cela pourrait engendrer une longue procédure. Nous devons décider de la manière d'appréhender cette question si elle se confirme.

Une nouvelle fois, nous travaillons sur le projet HPC et prévoyons de prendre une décision d'investissement finale à la fin 2014 ou au premier trimestre 2015. Tous ces aspects seront bien sûr pris en compte dans la revue du projet. Mais comme je l'ai dit dans ma présentation, nous avons encore d'importantes étapes à franchir concernant les différents contrats qui restent à négocier et à finaliser, et le Conseil d'administration devra prendre une décision en tenant compte de tous les différents aspects de ce projet très important et très positif pour le Groupe.

Carine de Boissezon

Désolée, nous avons de très nombreuses questions portant sur les mêmes sujets du *free cash-flow* et des tarifs, et je pense que Thomas y a répondu, mais bien entendu, l'équipe Relations Investisseurs se tient à votre disposition pour un suivi.

Merci à tous. Je suis sûre que nous vous aurons très bientôt au téléphone. Au revoir.

Thomas Piquemal

Merci beaucoup, au revoir.