

EDF

Chiffre d'affaires et faits marquants du premier trimestre 2014

Thomas PIQUEMAL

Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances, EDF

Thomas PIQUEMAL

Bonjour à tous et merci de participer à cette conférence téléphonique. Comme vous le savez, nos publications trimestrielles se limitent au chiffre d'affaires. Toutefois, depuis que j'ai rejoint EDF, je me suis efforcé d'organiser des conférences comme celle-ci afin, bien sûr, d'expliquer nos chiffres, mais aussi de confirmer nos objectifs et de répondre à vos questions. C'est ce que je ferai d'ici quelques minutes, après vous avoir présenté l'ensemble des diapositives que vous venez de recevoir.

Laissez-moi tout d'abord commencer avec la diapositive numéro 3, celle qui résume les faits marquants du trimestre écoulé. Sans surprise, l'effet climat représente l'un des facteurs déterminants du chiffre d'affaires d'EDF du premier trimestre, en particulier par rapport au premier trimestre 2013.

Comme vous le savez probablement, cet hiver a été l'un des plus doux jamais enregistrés. Juste pour illustrer cette situation, sachez que les températures moyennes en janvier ont été équivalentes à celles de 1988 et devancées seulement par les températures de 1900.

Dans ce contexte, le chiffre d'affaires du Groupe sur le premier trimestre a baissé de 4,2 % en organique, essentiellement en France. Nous avons cependant su gérer cet effet climat et je suis en mesure aujourd'hui de confirmer nos objectifs pour 2014, tout comme je peux attester de l'avancée satisfaisante qui est la nôtre en ce qui concerne notre vision 2014-2018 relative aux cash flows.

Au cours du trimestre écoulé, nous avons également finalisé plusieurs développements stratégiques. Deux d'entre eux ont déjà été annoncés l'an dernier : tout d'abord Dalkia, pour lequel nous sommes parvenus à un accord définitif le 25 mars 2014 en totale conformité avec les informations annoncées l'an passé. En ligne également avec les annonces faites en 2013, nous avons finalisé avec Exelon l'accord relatif à CENG suite à l'approbation de la NRC, comprenant l'encaissement d'un dividende exceptionnel de 400 millions de dollars financé par Exelon et versé par CENG à nous-mêmes. Nous avons enfin annoncé la mise en place d'une joint-venture en Chine en vue de construire la première centrale à charbon ultra-supercritique, en collaboration avec notre partenaire Datang Corporation.

Laissez-moi maintenant vous présenter le détail de notre chiffre d'affaires. Sur la diapositive numéro 4, les ventes totales du premier trimestre 2014 sont bien entendu présentées selon les nouvelles méthodes comptables, et les chiffres de 2013 ont été retraités. Vous voyez sur cette diapositive numéro 4 l'impact de ces retraitements comptables. Les filiales telles que Dalkia, CENG, ESTAG et SSE sont désormais consolidées par mise en équivalence. Ces entités représentaient près de 1,3 milliard d'euros de notre chiffre d'affaires sur le premier trimestre 2013.



Ainsi, à partir d'un montant retraité de 22,1 milliards d'euros pour le premier trimestre 2013, le chiffre d'affaires du Groupe a reculé à 21,2 milliards d'euros en organique, soit une réduction de 4,2 % surtout imputable, comme vous pouvez le voir sur ce graphique, à la France ainsi qu'à la Belgique et à l'Europe centrale, en raison essentiellement de conditions climatiques défavorables. Ce fléchissement a en partie été compensé par des effets de change positifs, mais aussi par la croissance des ventes d'électricité au Royaume-Uni et en Italie.

En France, diapositive suivante, les ventes se sont élevées à 12,2 milliards d'euros, en recul de 5,4 % par rapport au premier trimestre 2013. Cela s'explique essentiellement par écart considérable entre les températures moyennes des premiers trimestres 2013 et 2014. La consommation en France étant relativement sensible aux températures, avec 1 degré Celsius correspondant à une puissance de 2,4 GW, cet écart a entraîné une baisse dans la demande d'électricité des clients finals de 14 TWh. Ramenée sur la base de températures normalisées, la diminution de la demande est d'un peu moins de 6 TWh, soit un impact sur le chiffre d'affaires d'environ 460 millions d'euros, contre 1,1 milliard d'euros si nous comparons cette évolution à celle du premier trimestre 2013, comme vous pouvez le voir ici. Des tarifs plus élevés, ainsi que la hausse des ventes sur le marché de gros ont en partie compensé l'effet climat.

Si l'on se penche sur le bilan électrique de la France sur la diapositive suivante, il apparaît que la production thermique a subi une baisse significative de 4 TWh, tandis que l'optimisation des centrales nucléaires a permis de maintenir leur production à un niveau relativement satisfaisant. En ce qui concerne les ventes, sur la partie droite du graphique, la consommation structurelle de nos clients finals, après déduction de l'effet climat de 14 TWh, poursuit sa progression. Une hausse de 10 TWh de nos ventes nettes sur les marchés de gros a permis de compenser l'essentiel du recul de la demande des consommateurs liée à l'effet climat.

Sur les trois premiers mois de 2014, comme le montre la diapositive suivante, la production nucléaire cumulée est relativement stable, avec une baisse de 1 TWh par rapport à l'an dernier. 1 TWh représente moins de 1 %. Il s'agit d'une performance correcte, compte tenu de la réduction de 2,4 TWh de la production engendrée par l'effet climat. Cette amélioration sous-jacente de la performance reflète la mise en œuvre continue de notre plan d'action renforcé, destiné à maîtriser la durée de nos arrêts programmés. C'est pourquoi je suis aujourd'hui en mesure de confirmer notre objectif de production nucléaire, fixé pour l'année dans une fourchette de 410 à 415 TWh.

Si nous passons à la diapositive suivante, vous pouvez constater que nous avons bénéficié de conditions hydrologiques favorables au premier trimestre, qui ont permis une hausse de 2,6 % de la production hydraulique à 12 TWh, après de bonnes performances déjà l'an dernier. En dépit de ce niveau de production élevé, en particulier dans un contexte de faible demande, les réserves en eau actuelles sont à des niveaux élevés, offrant de bonnes perspectives pour les prochains mois.

Au Royaume-Uni, diapositive suivante, EDF Energy a réalisé une croissance organique de 3,7 % de son chiffre d'affaires, à plus de 2,9 milliards d'euros. Cette performance résulte essentiellement de la hausse des prix réalisés sur le marché de gros. Le segment des clients B2C a poursuivi son expansion, avec des comptes clients en progression de 5,5 %, mais a été pénalisé par la baisse des ventes de gaz, la douceur du climat ayant réduit la demande en chauffage. La production nucléaire a légèrement baissé en raison d'arrêts pour rechargement de combustible et d'arrêts fortuits plus nombreux ce trimestre. Il faut toutefois souligner que ces arrêts s'étaient avérés historiquement bas au premier trimestre 2013. Par conséquent, nous restons confiants pour atteindre notre ambition de production nucléaire pour l'année, stable par rapport à celui de 2013 dont le niveau, comme vous vous en souvenez peut-être, était très élevé.

En Italie, diapositive numéro 10, le chiffre d'affaires affiche une croissance organique de 2,7 %, atteignant près de 3,6 milliards d'euros. Ce constat reflète une situation contrastée. D'une part, Edison a profité de ventes d'électricité élevées en volumes, en

particulier sur le marché de gros, ainsi que d'une performance toujours satisfaisante des services systèmes. D'autre part, l'Italie a connu elle-aussi un hiver doux qui a pénalisé les ventes de gaz en volumes.

Concernant le segment « Autre international », diapositive numéro 11, il apparaît que le chiffre d'affaires est en baisse, principalement à cause de la Belgique qui a connu un premier trimestre difficile, accusant une baisse organique de près de 20 % des ventes. La consommation d'électricité mais aussi celle de gaz ont chuté, avec un effet climat pour le gaz. Le marché est très complexe et la concurrence intense exerce une pression supplémentaire sur les prix de l'électricité. Les ventes en Europe centrale et orientale se sont repliées de 13 %, principalement sous l'influence des conditions observées sur le marché polonais. Les ventes ont été affectées par une baisse des prix sur le marché de gros et par une demande en chauffage réduite, dans la mesure où ces pays ont eux-aussi connu des températures moyennes élevées.

Enfin, pour ce qui est des « Autres activités », les ventes ont fléchi dans l'ensemble de 11 % en organique. Notre activité dans le domaine des énergies renouvelables a été stable, mais EDF Trading a été confronté à des effets climat contrastés, avec une diminution sensible des volumes d'énergie négociés en Europe sur fond de demande en baisse, qui n'a été qu'en partie compensée par l'amélioration des marges de *trading* aux Etats-Unis, dopées par une activité en hausse sur le marché du gaz. Comme vous le savez, Dalkia n'est plus inclus dans le segment « autres » de ce graphique, du fait de l'application des normes IFRS 10 et 11. L'un des principaux changements sur ce segment concerne Electricité de Strasbourg, affectée par l'effet climat à la fois au niveau des ventes d'électricité et de gaz.

Toutefois, comme je l'ai précisé dans mon introduction, notre performance du premier trimestre est en ligne avec nos objectifs pour l'année entière, malgré cet effet climat que nous gérons. C'est pourquoi je peux aujourd'hui confirmer tous nos objectifs pour 2014 ainsi que notre vision 2014-2018. Je vous rappelle que pour 2014, nous prévoyons une croissance de l'EBITDA - hors Edison - d'au moins 3 %, un chiffre que je confirme ce jour. En ce qui concerne Edison, nous tablons sur un minimum de 600 millions d'euros d'EBITDA, hors renégociations dans le domaine du gaz. En termes de ratio d'endettement financier net, l'objectif se situe entre 2 et 2,5 fois l'EBITDA et je peux confirmer à présent que nous serons proches de la borne inférieure de cette fourchette. Nous visons également un taux de distribution du résultat net courant hors éléments non récurrents mais ajusté des paiements d'intérêts sur les obligations hybrides compris entre 55 % et 65 %. Et je confirme également notre vision 2014-2018 avec des flux de trésorerie positifs après dividendes en 2018, avec bien entendu des efforts particuliers sur nos dépenses d'investissement, nos coûts et notre fonds de roulement.

Je vous remercie une fois encore d'avoir participé à cette conférence. Je me tiens désormais à votre disposition pour répondre à vos questions.

Questions et réponses

Nathalie Casali, JP Morgan (question Internet)

Alors ma première question est la suivante : pourriez-vous faire le point sur TURPE 4 distribution ? Et ma deuxième question : pourriez-vous nous donner des nouvelles quant à la publication de la formule de l'ARENH ?

Thomas PIQUEMAL

S'agissant de TURPE 4, rien de nouveau de notre côté depuis les annonces faites en fin d'année dernière et la lettre des ministres. Nous allons voir quels éléments seront présentés dans la loi sur la transition énergétique, ainsi que le calendrier et la nature de ces éléments.

Concernant la formule de l'ARENH, nous avons reçu le projet de décret ainsi que la formule provisoire en même temps que les autres intervenants du marché, et nous avons soumis nos commentaires. Nous pensons- nous espérons, que cette formule sera publiée dans les prochaines semaines. Le plus tôt sera le mieux. J'aimerais insister sur le fait qu'à nos yeux, il est crucial que la formule donne un signal clair d'augmentation régulière de ce prix de l'ARENH, qui, à ce jour, ne reflète pas le coût complet du nucléaire. C'est essentiel pour nous, et le plus tôt sera le mieux pour la publication de la formule. Maintenant que le processus de consultation a été finalisé, nous espérons qu'elle sera publiée dans les prochaines semaines.

Martin Young, RBC

Quelques questions. Concernant la première - je m'interrogeais simplement sur ce que vous pensiez des récentes déclarations de Madame Royal suggérant de modifier la façon dont les tarifs fluctuent, afin d'atténuer l'impact sur les consommateurs français.

Ma seconde question : pourriez-vous simplement nous dire où en est le processus en cours au titre du CFD [Contract for Difference] sur le projet Hinkley Point, et quel est votre degré de confiance vis-à-vis du feu vert final de Bruxelles ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

Je ne commenterai pas les déclarations du gouvernement français. Je me contenterai de vous rappeler qu'une hausse tarifaire en deux temps avait été annoncée l'an dernier pour les clients du tarif bleu - les clients résidentiels : 5 % en 2013 et 5 % en 2014. C'est au gouvernement français d'annoncer l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs au cours de l'été. Et je n'ai bien entendu aucun commentaire à faire. J'aimerais juste préciser que notre hypothèse, l'hypothèse sous-jacente sur laquelle reposent nos objectifs, est conforme à ce que nous avons annoncé l'an dernier. Et, pour être très clair, les annonces faites l'an dernier n'incluent par ailleurs aucune des répercussions possibles de la décision du Conseil d'Etat. Mais non, il ne m'appartient aucunement de commenter une quelconque déclaration de la ministre française.

Concernant le CFD, des discussions ont bien entendu eu lieu au cours du dernier trimestre, et nous avons pris part au processus de consultation mené par l'UE. Ce dernier est désormais arrivé à son terme. Nous avons soumis toutes nos réponses à l'UE, dans un document fourni. Tous les points ont été traités. Notre argumentaire nous paraît solide et oui, nous sommes confiants dans le fait d'obtenir le feu vert des autorités conformément à nos prévisions. Pour ce qui est du calendrier, là aussi, le plus tôt sera le mieux. Le commissaire Almunia a déclaré qu'il attendait une prise de décision d'ici la fin de l'année, et je n'ai bien entendu rien à ajouter. Mais nous sommes confiants, nous croyons en notre dossier et nous pensons que la réforme du marché, telle que rédigée et proposée par le gouvernement britannique, nous donnera la possibilité d'investir sur le long terme. Et sans cette réforme, sans le CFD, sans les contrats, sans le cadre que nous avons présenté l'an dernier, ce projet ne nous paraît pas faisable. Notre dossier est par conséquent solide et toutes les démarches qui ont été effectuées, toutes les conversations que nous avons eues et celles que nous avons organisées en interne au sujet du projet, toutes les discussions avec nos partenaires sont restées dans l'exacte lignée de ce que nous avons annoncé l'an dernier.

Benjamin Leyre, Exane

Deux questions ; la première sur la formule tarifaire. Maintenant que vous avez le projet de décret entre vos mains, je me demande si vous pouvez nous faire part du taux de rémunération repris par la formule et du type d'évolution tarifaire que la proposition actuelle impliquerait.

Ma deuxième question porte sur les prix de gros en France. De façon indéniable au niveau des prix forwards, les prix de l'électricité dépassent les prix allemands, et excèdent même occasionnellement l'ARENH. Je me demande s'il existe selon vous un lien fondamental entre le niveau de prix de l'ARENH et les prix de gros français. Et si l'ARENH augmentait, cela pourrait-il donner lieu effectivement à un début de corrélation avec les prix de gros français ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

Et bien, malheureusement, et je peux comprendre que vous posiez cette question sur le décret ARENH. La formule a été longuement attendue et son impact suscite des interrogations. La seule chose que je puisse vous dire, c'est que nos objectifs sont conformes à notre position et c'est aussi pour cette raison que, sur la base des informations dont je dispose, je suis en mesure de confirmer ces objectifs aujourd'hui. Mais non, je ne peux pas vous communiquer le taux de rémunération. J'espère que vous comprendrez que c'est au gouvernement français qu'il appartient de faire une telle annonce. Mais, une fois encore, si je confirme mes objectifs aujourd'hui c'est parce que les informations dont je dispose m'y autorisent.

Au sujet des prix allemands et de l'écart à ce niveau entre la France et l'Allemagne, nous considérons avant tout que concernant l'ARENH, il est nécessaire que la discussion soit totalement déconnectée de ce qui se passe sur le marché. L'ARENH est le prix auquel nous sommes contraints de vendre de l'électricité à nos concurrents conformément à la loi française adoptée en 2010. Ce prix se doit de refléter le coût complet du nucléaire. L'organe de contrôle compétent, la Cour des Comptes, a rédigé un rapport il y a deux ans. Une mise à jour sera publiée prochainement car nous avons été audités par la Cour des Comptes et par le Parlement français. Nous avons été audités dans différentes conditions. Nous avons tout mis à plat. La transparence est totale. 42 €/MWh, ce n'est pas le coût complet du nucléaire. Ainsi, la seule chose que nous demandons, bien sûr, c'est que la loi soit appliquée.

Maintenant, pour revenir à votre question sur les différents écarts, je pense que les prix allemands sont en un sens sans rapport avec les prix français, en raison des interconnexions parfois saturées entre ces deux pays. Mais aussi du fait de l'impact des énergies renouvelables arrivant sur le réseau. Parce que lorsque nous parlons de l'effet climat, il y a bien entendu un effet température. Mais aussi un effet vent en Mer du Nord. Lorsque vous constatez que les prix ont été négatifs en France durant un week-end de février, je pense que cela montre bien que l'impact de ce qui se produit sur le marché allemand est totalement déconnecté de toute réalité industrielle. Par conséquent, non, nous ne faisons aucun lien entre l'évolution des prix de gros français, qui souffrent parfois des perturbations occasionnées par les énergies renouvelables en Allemagne, dans la limite des interconnexions, nous ne faisons aucun lien entre cette réalité et la discussion autour de l'ARENH.

Emmanuel Turpin, Morgan Stanley

Ma première question porte sur la décision du Conseil d'Etat. Pouvez-vous nous communiquer le montant que vous serez en mesure de recouvrer à terme ? Et nous dire si vous pourrez comptabiliser ce montant au titre de l'exercice actuel ? Qu'avez-vous besoin d'entendre ou de voir publier pour comptabiliser ce montant le cas échéant ?

Ma deuxième question concerne le contrat avec Exeltium. Nous avons pu lire dans la presse que vous avez été en discussion avec le consortium au sujet d'une refonte du contrat. Quels sont vos commentaires à ce sujet s'il-vous-plaît ? Dites-nous si les bénéficiaires à court terme pourraient être impactés et si vous serez en mesure de protéger la valeur actionnariale pour toute la durée du contrat. Merci.

Thomas PIQUEMAL

Oui. Au sujet de la décision du Conseil d'Etat et de son impact éventuel d'un point de vue comptable, il est impossible de comptabiliser quoi que ce soit tant que le gouvernement français n'a pas pris de décision. Et dans l'attente d'une telle décision - et d'une telle annonce, bien entendu - nous n'enregistrerons rien dans nos comptes. C'est pour cette raison que mes objectifs n'incluent aucun impact lié à une telle décision. Une fois encore, désolé d'insister. Mais j'aimerais que cela soit très clair.

Maintenant, quel pourrait être l'impact ? Je ne tiens pas à spéculer ni à donner de chiffres. Je pense que des simulations ont été effectuées par certaines agences de notation. Par exemple, j'ai lu que Moody's avait publié mi-avril son opinion sur l'annonce du Conseil d'Etat, agrémentée de calculs mathématiques. Il s'agit là d'hypothèses et je ne veux pas spéculer et dire que nous anticipons quoi que ce soit. Une fois encore, nous avons élaboré nos projections internes sur la base de nos propres hypothèses, conformes à l'annonce de l'an dernier sur les tarifs. Et nous attendons le gouvernement français cette année.

Pour ce qui est d'Exeltium, il s'agit de négociations purement commerciales avec les clients rassemblés au sein du consortium Exeltium. Comme dans le cadre de toute négociation commerciale, nous prendrons une décision dans l'intérêt d'EDF, qui devra être présentée à notre Conseil d'administration et approuvée par ce dernier ; c'est de cette manière que nous envisageons toute négociation commerciale avec n'importe lequel de nos clients.

Myriam Cohen, Alphavalue (question Internet)

Quel sera l'impact de la rémunération de capacité en France ?

Thomas PIQUEMAL

La rémunération de capacité est en effet un mécanisme qui a été dévoilé et annoncé par RTE, ou du moins le cadre d'un tel mécanisme. D'ailleurs nous avons inclus dans nos diapositives en annexes, les détails et la synthèse de ce mécanisme qui sera mis en place assez rapidement désormais, afin de pouvoir s'appliquer pour l'hiver 2016-2017. Nous pensons qu'il améliorera le marché de l'électricité, car il assignera un prix et une valeur aux consommations en période de pointe aujourd'hui essentiellement couvertes par EDF. Indirectement, il contribuera par ailleurs à la gestion d'une telle demande de pointe, grâce au développement de nouvelles offres, de nouveaux services - et vous savez que nous nous impliquons toujours davantage dans de tels services.

Concernant l'impact, cependant, je souhaite faire preuve de prudence et répéter qu'il est très difficile de faire des calculs et des spéculations, car tout dépendra avant tout de la façon dont la valeur de tels certificats de capacité de pointe sera évaluée par le marché, mais également reflétée dans les tarifs.

Comme vous le savez peut-être, contrairement à d'autres systèmes tels que celui prévu au Royaume-Uni, les fournisseurs devront acheter des certificats et seront responsables de ce mécanisme de rémunération de capacité. Ainsi, l'impact dépendra dans son intégralité de la manière dont ils répercuteront ces coûts sur leurs clients. Il est par conséquent trop tôt pour quantifier un quelconque impact. Sur un plan plus fondamental, je suis convaincu que le marché de l'électricité français s'en trouverait amélioré sur le long terme. Au sujet de l'impact, il me semble que RTE a publié certains calculs, et ces simulations sont à ma connaissance les meilleures disponibles à ce jour. Mais, une fois encore, c'est parce que tout dépendra de la façon dont le marché valorisera les certificats et de ce que les fournisseurs feront vis-à-vis de leurs clients.

Arnaud Joan, Bank of America Merrill Lynch (question Internet)



Quels sont les dernières avancées politiques concernant l'ouverture potentielle des concessions hydrauliques françaises - et existe-t-il encore un calendrier valable ?

Thomas PIQUEMAL

J'ai entendu les déclarations de la ministre, mais je n'ai eu connaissance d'aucun nouveau mécanisme. Depuis le début de cette ouverture possible à la concurrence, nous nous sommes préparés. Mais de notre point de vue aucun nouveau mécanisme détaillé ni aucun calendrier précis n'a été communiqué à ce jour. Sur ce point également, il appartient au gouvernement français d'annoncer ou de confirmer les scénarios relatifs à une ouverture éventuelle des concessions hydrauliques françaises à la concurrence. En ce qui nous concerne, nous sommes prêts. Nous avons de fortes ambitions. Nous pensons disposer d'une implantation solide sur le marché, qui peut être améliorée, mais rien de nouveau par rapport à ce qui a déjà été communiqué en février dernier sur ce front. Et sur ce point, nous n'avons pas connaissance d'un mécanisme détaillé ni d'un éventuel calendrier.

Vincent Ayrat, Société Générale

Votre Président, M. Proglia, a déclaré aujourd'hui que le coût complet du nucléaire se situait autour de 55 €/MWh. Dans le contexte de l'ARENH et de la convergence des tarifs supposés se concrétiser d'ici 2015, à quel niveau de hausse tarifaire cela correspondrait-il ? Telle est ma première question.

Ma seconde question porte sur l'effet climat, pas sur le chiffre d'affaires, mais si nous pouvions avoir une idée de l'impact sur l'EBITDA. Je pense plus particulièrement à la France. La demande a sensiblement diminué, mais les conditions hydrologiques ont été exceptionnelles. Et vos exportations ont été exceptionnelles. Ainsi l'impact sur l'EBITDA pourrait même potentiellement être positif. Avez-vous des commentaires sur ce point, s'il-vous-plaît ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

A nouveau, nous ne souhaitons pas faire de lien entre la formule de l'ARENH et la hausse tarifaire. Je comprends parfaitement les raisons qui vous poussent à poser cette question. Mais en ce qui nous concerne, la hausse tarifaire est déterminée par le gouvernement français. Le prix de l'ARENH doit être fixé par une formule reflétant le coût complet du nucléaire. Ce n'est pas à nous de faire le lien entre les deux. En ce qui concerne l'ARENH, nous avons besoin d'une augmentation. Nous avons besoin de visibilité. Et nous nous attendons à ce que le gouvernement français publie rapidement la formule, avec des chiffres d'illustration.

Au sujet des tarifs, nous avons toujours prôné une hausse tarifaire en ligne, évidemment, avec nos besoins d'investissement en France, dans l'ensemble de notre parc de production. Mais cela n'a pour nous rien à voir avec la discussion sur l'ARENH. C'est aux organismes de réglementation et au gouvernement français qu'il appartient de faire le lien, pas à nous.

Pour ce qui est de l'effet climat, il est vrai que, comme je l'ai mentionné, il existe plusieurs effets climat. Si vous me le permettez, j'aimerais prendre quelques minutes pour vous détailler ce point. Nous avons l'effet température, et donc l'effet volume, à la fois dans les activités non régulées en France et dans les activités de distribution et de transport. A ce niveau, lorsque les volumes diminuent dans la distribution et le transport, l'EBITDA subit bien entendu un impact négatif. Au niveau des activités non régulées, c'est-à-dire la production et la commercialisation, tout dépend en fait de la façon dont nous gérons notre couverture de risques et notre optimisation. Et je dois dire que nous sommes plutôt performants pour ce qui est de gérer les capacités, de prévoir et d'optimiser le parc en France.

Le deuxième effet climat s'observe sur les activités de *trading* : lorsque les volumes se contractent, lorsqu'il y a moins de volatilité en Europe, il est clair que la marge de *trading* s'en ressent. Mais au cours de ce trimestre, nous avons eu en même temps un effet positif aux Etats-Unis où, contrairement à l'Europe, l'hiver s'est avéré très froid ; avec nos équipes présentes aux Etats-Unis, nous avons été en mesure de profiter de la volatilité qui régnait.

Ainsi, dans l'ensemble, je répondrais qu'il est très difficile de vous donner aujourd'hui, parce que je ne commente que le chiffre d'affaires, la répartition de l'effet climat. D'une manière globale je peux dire que l'effet climat, en raison de son impact sur la distribution mais aussi sur les volumes vendus en France, a défavorablement influencé l'EBITDA. Toutefois, lorsque nous fixons nos objectifs, nous nous basons sur une année normalisée. Nous ne fondons par conséquent pas nos objectifs sur l'année précédente. Comme je l'ai évoqué dans mon introduction, rapporté à une année normalisée, l'effet climat est bien plus modeste. Si je me souviens bien, il s'établit à 6 TWh contre 14 TWh. Ainsi, notre scénario de croissance de l'EBITDA d'au moins 3 % hors Edison pour l'année se base sur une année normalisée. De cette façon, l'impact négatif que la baisse des volumes pourrait avoir sur l'EBITDA est bien plus modéré que s'il était rapporté à l'an dernier.

A l'inverse, nos activités insulaires régulées devraient contribuer positivement à l'EBITDA au cours de l'année. Comme vous le savez, nous avons investi massivement dans nos segments SEI/PEI, qui constituent le parc de production réglementé dans les îles françaises. L'EBITDA va donc y croître.

Nous aurons simultanément un effet tarifaire. Nous anticipons également, au moins au cours du premier semestre 2014, un renforcement de la production nucléaire au Royaume-Uni., Nous tablons également sur une hausse de la production nucléaire en France sur l'année considérée dans son ensemble.

Tous ces éléments expliquent notre confiance vis-à-vis de l'hypothèse d'une croissance d'au moins 3 % de l'EBITDA du Groupe pour l'exercice entier, hors Edison.

Philippe Ourpatian, Natixis

Juste une question concernant le niveau d'hydraulicité. Votre graphique numéro huit montre qu'à partir du milieu de l'année nous avons une convergence indéniable des volumes avec, je dirais, un niveau normal d'hydraulicité. Pourriez-vous juste présenter la situation actuelle, en mai, soit deux mois plus tard ; et quelles sont vos prévisions par rapport, je dirais, au niveau normatif de votre production ? Merci.

Thomas PIQUEMAL

Comme vous le voyez, il est vrai qu'en mars nous avons atteint un niveau normalisé, et nous enregistrons aujourd'hui des niveaux normalisés, avec un bon niveau de stockage. Ainsi, nous pensons que la production d'énergie hydraulique française sera bien entendu inférieure à celle de l'an dernier, car elle était alors très élevée, mais tout de même légèrement supérieure à celle d'une année normalisée. L'an dernier nous avons enregistré une production hydraulique totale de 42,6 TWh en France. Nous tablons pour cette année sur un chiffre inférieur, compte tenu du fait que le niveau est actuellement normalisé alors qu'il était l'an dernier à la même période très important. Toutefois, je vous répète que c'est tout à fait cohérent avec notre budget basé sur une année normalisée.

Benjamin Leyre, Exane

Merci. Deux questions complémentaires. La première concerne le stockage des déchets radioactifs. Je me demande si vous pouvez nous faire part de la possible hausse de la provision que vous auriez à constituer en cas de révision à la hausse du coût du stockage.

La seconde porte sur le négoce de l'énergie ; en mettant de côté l'effet climat au T1, qui était assez important, je me demande quelle est la tendance générale des marges actuellement générées au niveau du négoce de l'énergie. Merci.

Thomas PIQUEMAL

Rien de nouveau concernant le stockage des déchets radioactifs. J'ai exprimé notre opinion sur cette question lors de l'audience devant le Parlement français et il n'y a rien à ajouter à mes propos d'il y a quelques semaines. Le travail se poursuit. Nous restons convaincus de la pertinence de notre modèle industriel, et je n'ai pas d'information relative à une éventuelle augmentation du coût, et donc de la provision.

Concernant le négoce, nous sommes bien entendu exposés aux volumes et aux marchés de l'énergie. Mais notre activité de *trading* est bien diversifiée. Nous sommes par exemple un acteur très important dans le négoce de charbon et de gaz. Nous bénéficions d'une bonne diversification géographique et, par conséquent, en faisant abstraction de l'effet climat, nous sommes dans une tendance normalisée pour ce qui est de la rentabilité de EDF Trading en 2014. Mais, comme je l'ai dit, cet effet climat en Europe a été en partie compensé par une optimisation positive, qui n'est d'ailleurs pas directement liée au négoce. Il s'agit d'optimiser les inefficacités des différents réseaux, sur les marchés du gaz et de l'électricité aux Etats-Unis. Par conséquent, au global, nous avons un léger effet climat défavorable sur le négoce, en termes de marge. Mais à part cela, c'est plutôt cohérent avec nos performances passées.

Emmanuel Turpin, Morgan Stanley

Une question complémentaire sur l'effet climat. Vous avez très clairement affirmé vous sentir confiant par rapport à vos objectifs. Vous nous avez aidés à comprendre l'effet climat sur le chiffre d'affaires, expliquant que votre budget avait été établi à partir d'un climat normalisé, et que l'hiver plus doux avait eu un impact de seulement 6 TWh.

Je crois qu'au début de la conférence vous avez quantifié cet impact, et j'ai noté 460 millions d'euros. Je voulais vérifier ce chiffre avec vous. Et sur la base de la diapositive numéro 6, je souhaitais vérifier les éléments compensatoires du côté des coûts, ce que nous devrions prendre en compte afin d'évaluer comment nous passons de cette perte de 460 millions d'euros de chiffre d'affaires à une perte de X millions d'euros d'EBITDA. Je peux voir ici que vous avez produit moins d'électricité à partir de combustibles fossiles, il s'agit donc d'une économie au niveau des Opex. Je ne sais pas si vous pouvez nous aider à quantifier ce point.

Vous avez produit un peu plus d'énergie hydraulique que ce qui était peut-être budgété. Je ne suis pas sûr de bien comprendre. Existe-t-il d'autres éléments que nous devrions prendre en compte afin de chiffrer cet impact sur l'EBITDA par rapport au budget ?

La deuxième question - je voulais savoir si vous aviez de nouvelles informations concernant la renégociation des contrats de gaz au niveau d'Edison. Merci beaucoup.

Thomas PIQUEMAL

Bien, encore une fois c'est difficile, de l'extérieur, et je le comprends bien, de calculer l'effet climat sur notre EBITDA. Oui je confirme que sur une base normalisée, comparée à une année normalisée, l'effet climat en termes de demande en France s'établit à 6 TWh, avec un impact sur les ventes d'environ 460 millions d'euros.

En parallèle nous avons effectué des ventes sur le marché de gros, les prix étaient bas, de sorte que les effets sur la marge s'avèrent modestes. Mais malheureusement, je ne suis là que pour commenter les ventes et je ne donne aucune répartition de l'impact sur l'EBITDA. Je peux seulement confirmer que, comme je l'ai dit, nous prévoyons une croissance organique de 3 % en termes d'EBITDA, hors Edison, et que cette croissance

devrait se répartir sur l'année, et que je m'attends à une croissance régulière sur la période.

Concernant les renégociations dans le domaine du gaz, nos chiffres n'incluent pas d'effet des renégociations des contrats de gaz. Nous sommes dans une procédure d'arbitrage pour deux de ces contrats, comme vous vous en souvenez peut-être, Gazprom et ENI. Les procédures sont en cours, plusieurs étapes cruciales seront franchies pour l'un des contrats en juin, et pour l'autre en juillet dans le cadre de la procédure d'arbitrage. Pour au moins un de ces contrats nous pourrions obtenir le résultat de l'arbitrage d'ici la fin de l'année. Mais aujourd'hui je ne confirme aucun calendrier. Je n'exerce aucune pression sur nos managers opérationnels, qui ont déjà attesté de leur capacité à renégocier ou à obtenir ce qu'ils exigeaient lors de ces procédures d'arbitrage. Et je suis plutôt confiant quant à leur succès, à nouveau. Cela pourrait n'être qu'une question de temps, mais cela n'a pas d'impact sur nous. Et pour que cela soit très clair, je vous ai donné des objectifs pour le Groupe hors Edison, et des objectifs pour Edison ne tenant pas compte de ces négociations. Ainsi, si un jour un communiqué de presse d'EDF apparaît sur vos écrans annonçant une négociation ou un arbitrage, vous pourrez l'ajouter aux chiffres déjà utilisés dans votre modèle.

A présent, je pense que nous devons malheureusement clore cette conférence, parce que je ne peux pas entrer davantage dans les détails de l'évolution de l'EBITDA ni des marges, au-delà des informations que je viens juste de vous communiquer.

oOoOoOo

