



DEUXIÈME CHAMBRE

—

TROISIÈME SECTION

S 2015-1442

RAPPORT PARTICULIER

(articles L. 143-3 et R. 143-1 du code des juridictions financières)

LA STRATÉGIE INTERNATIONALE D'EDF

Exercices 2009 à 2013

- Actualisation pour l'exercice 2014 -

Novembre 2015

SOMMAIRE

SYNTHÈSE	5
RECOMMANDATIONS	8
INTRODUCTION.....	9
I. La dimension internationale actuelle d'EDF.....	10
II. Le développement international d'EDF entre 1993 et 2008	10
III. La situation d'EDF en 2009	11
IV. Les développements récents 2014-2015	12
V. Plan du rapport	13
PARTIE I : ENTRE 2010 ET 2014, EDF A RATIONALISÉ ET RESSERRÉ SES ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER	15
I. Après d'importantes acquisitions en 2009, la période 2010-2014 est dominée par des cessions, réalisées dans de bonnes conditions	15
A. La cession des réseaux britanniques : un impératif de désendettement	15
B. Les retraits d'Allemagne et de Slovaquie : la volonté d'EDF de ne pas rester actionnaire minoritaire	16
C. Une incidence : le désengagement de la distribution	19
II. La sortie programmée des États-Unis : un retrait d'une zone de pertes.....	20
A. Un pari sur le développement du nouveau nucléaire aux Etats-Unis.....	20
B. De nouveaux accords signés en 2008 dans des conditions défavorables et malgré des perspectives économiques dégradées.....	21
C. Un éclatement du partenariat en raison du retrait de Constellation du projet de développement nucléaire.....	22
D. Une sortie de Constellation Energy Group, CENG et Unistar dans les moins mauvaises conditions possibles	23
E. Un coût total de l'opération très supérieur à ses bénéfices	24
III. En Europe, EDF a consolidé ses positions en Italie et au Royaume-Uni.....	26
A. La montée en puissance d'EDF au Royaume-Uni s'inscrit dans une dynamique de long terme	26
B. La prise de contrôle d'Edison a donné à EDF les moyens de piloter sa filiale	27
C. Dans le reste de l'Europe, EDF s'est développé en Belgique et en Pologne	29
IV. Hors d'Europe, la Chine est la principale cible.....	32
A. Le nucléaire	32
B. Hors nucléaire	34
V. Les investissements d'EDF dans les énergies nouvelles et dans les services sont restés parallèles et modestes	35
A. Un développement relatif dans les énergies nouvelles.....	35
B. Le partage de Dalkia	36
PARTIE II : LES RÉSULTATS FINANCIERS DE LA STRATÉGIE INTERNATIONALE SONT CONTRASTÉS	37
I. L'empreinte des activités internationales sur la trésorerie et les investissements du groupe a diminué.....	37
A. Les activités internationales dégagent un flux de trésorerie disponible (hors frais financiers) positif	37

B.	EDF a investi proportionnellement moins dans ses filiales étrangères que dans l'ensemble du groupe	38
C.	Le niveau d'endettement d'EDF International a baissé depuis 2009	38
II.	Les pertes récurrentes de certaines activités internationales ont pesé sur les résultats du groupe	41
A.	Les pertes de valeur des actifs internationaux ont atteint un niveau conséquent	41
B.	La rentabilité d'exploitation des activités internationales a été globalement inférieure à celle du groupe	42
C.	Certaines filiales internationales d'EDF ont présenté des pertes d'exploitation	43
D.	La contribution du segment international au résultat net courant (part du groupe) a été en forte baisse	43
PARTIE III : LES NÉCESSITÉS DU MOMENT ONT PLUS PESÉ DANS LA STRATÉGIE INTERNATIONALE QUE LES ANTICIPATIONS DE MOYEN ET LONG TERMES		45
I.	La gouvernance stratégique s'est améliorée, mais insuffisamment pour le champ international	45
II.	Les justifications de la forte présence d'EDF à l'étranger appellent un approfondissement	46
A.	Les deux besoins mis en avant par EDF	46
B.	La réalité contrastée de l'internationalisation du groupe	47
C.	Les poids respectifs de la France et de l'étranger	47
III.	La contrainte financière hypothèque les marges de manœuvre à l'étranger	49
A.	Le poids de l'endettement et des besoins d'investissements sur le marché national	49
B.	L'adoption de critères plus sélectifs pour les opérations d'investissement, notamment à l'étranger	50
C.	Les risques potentiels de certains investissements : le cas du projet britannique d'Hinkley Point C	51
IV.	Les attentes de l'État et des autres actionnaires ont été peu directives	53
A.	L'EXPRESSION DE L'ÉTAT AU SEIN DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	53
B.	Le souci dominant du dividende	54
V.	Les choix industriels sont restés très liés aux métiers historiques d'EDF	55
A.	La place particulière du nucléaire	55
B.	Le poids limité des énergies renouvelables	56
C.	Les incertitudes gazières	56
D.	La montée en puissance des services	58
VI.	La géographie des marchés cibles gagnerait à être mieux justifiée	59
A.	Le choix de l'Europe en dépit du manque de perspectives industrielles significatives	59
B.	Une grande prudence hors d'Europe	59
ANNEXES		61

SYNTHÈSE

Si Électricité de France (EDF) réalise 40 % de son chiffre d'affaires à l'étranger, sa dimension internationale est encore inaboutie : 25 % seulement de son excédent brut d'exploitation provient de l'étranger ; moins de 10 % de son chiffre d'affaires est réalisé hors d'Europe (75 % de son chiffre d'affaires international l'est au Royaume-Uni et en Italie) ; les synergies en matière industrielle et de ressources humaines attendues du développement international d'EDF sont encore limitées.

Pour autant, EDF a acquis une stature internationale, notamment à partir de 2005. Deux grandes acquisitions ont été effectuées dans le cadre du nouveau nucléaire (perspectives de relance des investissements et arrivée des EPR – *Evolutionary Power Reactor*¹), qui n'ont été finalisées qu'en 2009, à un coût que la Cour des comptes avait jugé excessif lors du précédent contrôle : une prise de participation dans l'entreprise américaine Constellation, avec pour objectif de construire des EPR aux États-Unis, et l'achat de l'entreprise British Energy, avec la perspective de rentabiliser le parc nucléaire existant et de le développer, notamment grâce au projet Hinkley Point C.

À la suite de ces acquisitions, qui ont accentué l'augmentation, devenue structurelle, de son endettement, le groupe EDF s'est trouvé, à la fin de 2009, dans une situation de fragilité financière. Un nouveau cycle, correspondant à la période du présent contrôle (2009-2013 avec actualisation pour 2014), s'est ouvert, dominé par des cessions d'un montant total de près de 13 Md€, portant sur les réseaux de distribution britanniques, l'allemand Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) et la société slovaque Stredoslovenská Energetika, a. s. (SSE), ainsi que sur la participation américaine de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) (option de vente sur le créneau 2016-2022). Ces opérations de vente ou de retrait ont été menées avec efficacité, répondant autant à une logique pragmatique et opportuniste qu'à la volonté de se séparer des sociétés qu'EDF n'arrivait pas à contrôler. À l'inverse, la prise de contrôle d'Edison, en 2012, après une longue série de tentatives au cours des années 2000, a permis désormais à EDF de maîtriser les activités et l'avenir de cette filiale.

Sur le reste du marché européen, EDF s'en est tenu à une ligne plutôt attentiste, marquée par une montée en puissance en Pologne et en Belgique. Les résultats sont contrastés, compte tenu, d'une part de la saturation du marché européen, d'autre part de la situation bloquée d'EDF en Suisse, source de pertes de valeur substantielles.

¹ Réacteur pressurisé européen.

Hors d'Europe, EDF est principalement présent en Chine, premier producteur mondial d'électricité, où le groupe s'attache à capitaliser sur une coopération ancienne en matière électronucléaire. Il y intervient aujourd'hui notamment en tant que partenaire minoritaire (30 %) de la coentreprise (*joint-venture*) chargée de construire et d'exploiter pendant 50 ans les deux EPR de Taishan, moyennant un engagement financier pour EDF qui pourrait s'élever au maximum à 2,5 Md€. Au-delà des enjeux financiers immédiats et surtout futurs, en particulier avec le projet de participation chinoise au financement des deux EPR d'EDF Energy à Hinkley Point C, les partenariats chinois facilitent l'accès aux marchés internationaux ouverts de concurrents directs désormais technologiquement et commercialement matures.

Les résultats financiers de cette stratégie internationale sont en demi-teinte. D'un côté, les activités internationales du groupe dégagent un flux de trésorerie d'exploitation positif et consomment une part des investissements du groupe inférieure à celle des activités en France. Il s'ensuit une diminution de l'empreinte des activités internationales sur les ressources et la structure financière d'EDF par rapport à la période antérieure. Le niveau d'endettement d'EDF International a baissé depuis 2009, sans qu'il soit, toutefois, possible d'en déduire le poids réel des activités internationales dans la dette d'EDF, compte tenu des pratiques de gestion de la dette. D'un autre côté, la rentabilité d'exploitation des activités internationales d'EDF s'est dégradée, en raison, notamment, de pertes de valeurs significatives.

Au demeurant, les résultats internationaux d'EDF sont insuffisamment lisibles dans ses comptes et difficiles à interpréter. Le suivi de la rentabilité *ex post* des capitaux investis dans les opérations internationales n'est pas analysé de façon approfondie par EDF. Les comptes d'EDF International ne peuvent pas être regardés, pour des raisons de périmètre, comme donnant une image complète de l'activité internationale d'EDF, ce qui limite l'intérêt de l'existence de la holding. Par ailleurs, malgré les progrès de la gouvernance stratégique du groupe, la stratégie internationale a elle-même manqué de lisibilité, du fait d'une vision essentiellement segmentée, par activité, par pays, par projet.

Avec pour ambition d'être le premier électricien mondial de référence, EDF justifie sa présence à l'étranger par la double nécessité d'aller chercher des perspectives de croissance sur les marchés extérieurs et de préserver les savoir-faire industriels du groupe. Le faible nombre d'échanges de cadres entre les implantations en France et les filiales à l'étranger montre cependant que l'internationalisation effective du groupe doit encore progresser. Pour cela, mais également compte tenu des besoins d'investissement en France, le partage des activités du groupe entre la France et l'étranger sera, dans l'avenir, une variable cruciale.

L'endettement d'EDF, conjugué à la persistance depuis 2010 d'un flux de trésorerie disponible (*free cash flow*²) négatif, limite, en effet, fortement les capacités de développement du groupe à l'étranger, à plus forte raison dans un contexte de besoin d'investissements massifs dans le parc français. En témoigne le partenariat complexe envisagé pour financer et réaliser le projet de centrale nucléaire britannique d'Hinkley Point C, en dépit des garanties apportées par le gouvernement britannique. La déconsolidation comptable initialement annoncée, mais aujourd'hui, semble-t-il, écartée, apparaissait contradictoire avec la réalité des risques et des engagements effectivement supportés par EDF, notamment en tant que responsable de la construction de la centrale et de la sûreté nucléaire.

² Flux de trésorerie disponible.

Si, de façon générale, EDF jouit d'une forte capacité d'autonomie vis-à-vis de sa tutelle étatique, l'État a, pour sa part, peu cherché à influencer sur la stratégie internationale du groupe, durant la période 2009-2013. Dès lors que cette stratégie a été prudente et peu offensive, la préoccupation majeure de l'État actionnaire a été que le groupe continue à servir un dividende substantiel, malgré une situation financière fragile et même au prix d'un surcroît d'endettement. L'inflexion de la politique énergétique nationale à partir de 2012 n'a pas eu non plus d'incidence significative. Les projets nucléaires à l'étranger ont continué à être encouragés.

Les choix industriels d'EDF à l'étranger sont restés très liés aux métiers historiques du groupe en France. Les investissements nucléaires y sont vus comme un moyen de préserver des compétences aujourd'hui inemployées en France. Quoiqu'un peu moins qu'en France, le poids des énergies renouvelables y demeure modeste. Le développement dans le secteur des services, à partir de Dalkia, est, quant à lui, à peine amorcé hors de France. Enfin, s'agissant de la stratégie gazière, appuyée sur Edison, les synergies et retours attendus apparaissent aujourd'hui incertains, en particulier parce que ces activités sont fortement consommatrices de ressources et, pour certaines, éloignées du cœur de métier du groupe (renégociations permanentes des contrats de gaz, investissements en capitaux pour l'exploration-production).

La préférence donnée par EDF, pour son développement international, à l'Europe et, en son sein, au Royaume-Uni, à l'Italie et à la Pologne, devrait être mieux justifiée alors que les perspectives, plutôt sombres, des marchés énergétiques européens contrastent avec les taux de croissance de certains marchés asiatiques ou latino-américains plus ouverts que le marché chinois. De façon générale, un meilleur ciblage des activités, zone par zone, paraît s'imposer, en retenant des priorités adaptées aux contraintes financières du groupe et en se gardant des risques de dispersion et d'opportunisme dans le choix des investissements.

RECOMMANDATIONS

À EDF

Recommandation n° 1 : mettre en place un suivi de la rentabilité des investissements, participations et acquisitions réalisés à l'étranger, permettant à EDF, notamment, de comparer, par opération ou par actif, les taux de rentabilité attendus et réalisés ;

Recommandation n° 2 : renforcer la lisibilité de la stratégie internationale ainsi que son pilotage, notamment en consacrant des réunions régulières, soit du conseil d'administration soit du comité de la stratégie, à une analyse des résultats ;

Recommandation n° 3 : adopter une présentation des comptes qui donne à l'actionnaire une meilleure vision des activités internationales et qui permette l'interprétation des résultats et des flux dégagés par ces activités ;

À EDF et à l'État

Recommandation n° 4 : mieux prendre en compte, dans la politique de distribution de dividendes, la situation financière et les performances opérationnelles et financières effectives du groupe, en France comme à l'étranger.

INTRODUCTION

La Cour des comptes a examiné la stratégie internationale d'EDF - entendu à la fois comme le groupe EDF et sa société mère -, pour les exercices 2009 à 2013, avec actualisation pour l'exercice 2014 sur la base des informations disponibles fin juillet 2015, en application des dispositions des articles L. 111-4, L. 133-1 (EDF-SA) et L. 133-2 (EDF-International SAS) du code des juridictions financières.

Le présent rapport particulier rassemble les observations tirées de ce contrôle. Il a été établi à l'issue d'une procédure contradictoire qui a permis à la Cour de recueillir les remarques faites, sur ses observations provisoires, par les dirigeants de l'organisme contrôlé, les administrations concernées et d'autres destinataires consultés. Ce n'est qu'au vu des réponses reçues que la Cour a arrêté ses observations définitives.

Sont examinées ici les activités internationales réalisées par EDF hors de France via ses filiales étrangères et les entreprises conjointes (*joint-ventures*)³ constituées dans le cadre de projets industriels, avec trois restrictions :

- l'activité d'EDF Trading est exclue, cette société faisant par ailleurs l'objet d'un contrôle de la Cour ;
- contrôlée récemment, la filiale EDF Énergies Nouvelles⁴ n'a été prise en compte que sous l'angle de sa contribution à la place des énergies renouvelables dans la stratégie internationale d'EDF ;
- les filiales RTE et ERDF n'ont pas été englobées.

L'enquête a porté sur la stratégie mise en œuvre par EDF pour les activités internationales concernées. Les opérations sous-jacentes n'ont pas été contrôlées sur pièces et sur place, mais seulement analysées, pour les plus importantes d'entre elles, à partir des informations fournies par la direction du groupe, d'EDF SA et d'EDF International.

La période sous revue (2009-2013) correspond approximativement à la fin du mandat de M. Pierre Gadonneix à la tête d'EDF, qui s'est terminé le 22 novembre 2009, et à la totalité de celui de M. Henri Proglio, qui a exercé les fonctions de président-directeur général du 25 novembre 2009 au 22 novembre 2014 (M. Jean-Bernard Lévy lui a succédé par intérim entre le 23 et le 26 novembre 2014 puis en titre à compter du 27 novembre 2014).

En application des dispositions de l'article L. 143-1 du code des juridictions financières, le présent rapport, dès lors qu'il est rendu public, ne contient pas d'information relevant d'un secret protégé par la loi.

³ Ou coentreprises.

⁴ Cour des comptes, *Rapport particulier, EDF Énergies Nouvelles, exercices 2006 à 2011*. 14 juin 2013.

I. La dimension internationale actuelle d'EDF

Avec une puissance installée nette de 140,4 gigawatts électriques (GWe) dans le monde au 31 décembre 2013, pour une production mondiale de 653,9 térawatts heure (TWh), le groupe EDF se présente comme le premier producteur d'électricité en Europe et comme l'un des grands énergéticiens mondiaux.

En 2013, ses activités internationales (hors EDF Énergies Nouvelles, Dalkia et EDF Trading, pour lesquelles il est comptablement difficile de séparer les activités réalisées à l'étranger de celles réalisées sur le marché français) représentaient 40,3 % du chiffre d'affaires total du groupe. Cette part a été globalement stable au cours de la période sous revue : 40 % en 2009, 35,6 % en 2010, 34,6 % en 2011, 38,2 % en 2012 (détail des chiffres en annexe 6).

Deux pays européens, le Royaume-Uni et l'Italie, contribuent à eux seuls à 75 % du chiffre d'affaires d'EDF à l'étranger, soit 22,6 Md€ sur un total de 30,5 Md€ réalisés à l'étranger⁵. Le chiffre d'affaires réalisé hors d'Europe par EDF n'était ainsi que de 4,7 %⁶ en 2013.

II. Le développement international d'EDF entre 1993 et 2008

Notamment à la lumière des contrôles antérieurs de la Cour, le développement international d'EDF entre 1993 et 2008 peut être décomposé en quatre phases.

Jusqu'en 1995, ce développement international, très limité avant 1990, était justifié par la valorisation des compétences techniques de l'entreprise, soit dans le cadre de l'exécution de grands contrats d'ingénierie, soit par l'intermédiaire de filiales ou de participations dans les pays tiers pour réaliser des projets d'investissements physiques et en récolter les fruits (*i.e.* sans opérations en capital).

De 1995 à 2002, dans le contexte de la restructuration et de la privatisation des systèmes électriques dans les pays du sud (« Consensus de Washington »), EDF s'est engagé dans une phase de croissance intense à l'étranger, essentiellement par des prises de participation, financées selon un principe d'enveloppe disponible. La part du chiffre d'affaires d'EDF réalisé à l'étranger est ainsi passée de 8,9 % en 1994 à près de 40 % en 2002, alors que les exportations d'électricité au cours de la même période restaient stables. À l'issue de son contrôle de 2002, la Cour avait invité EDF à envisager la cession d'actifs jugés non stratégiques, notamment au Brésil et en Argentine où ses prises de participation avaient été un échec, et à recentrer son activité sur l'Europe. En outre, la Cour estimait insuffisante la gouvernance de l'activité internationale.

De 2003 à 2005, EDF s'est retiré d'Amérique latine et s'est recentré sur l'Europe, notamment en Italie (Edison), en Allemagne (Energie Baden-Württemberg - EnBW), au Royaume-Uni et en Suisse.

⁵ Le reliquat étant réparti entre l'Europe (Belgique, Pologne, Hongrie) et le reste du monde, principalement les États-Unis et la Chine.

⁶ Correspondant à un chiffre d'affaires de 3,5 Md€.

Entre 2005 et 2008, EDF a affiché son ambition de devenir un groupe mondial, dans un contexte où l'entreprise passait du statut d'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) à celui de société anonyme (SA) cotée en bourse⁷. Elle réalisait désormais près de la moitié de son chiffre d'affaires hors de France. À la fin de cette période, EDF a effectué deux opérations internationales majeures, en vue de participer au nouveau nucléaire dans le monde : aux États-Unis, avec l'accroissement de sa participation dans l'entreprise américaine Constellation, et au Royaume-Uni, avec l'achat de l'entreprise British Energy.

La Cour a été amenée à souligner que, durant ces deux dernières périodes allant de 2003 à 2008⁸, les acquisitions ont fortement accru la dette du groupe. Les opérations britannique et américaine se sont, en outre, révélées très coûteuses. Plus généralement, l'internationalisation d'EDF a induit des besoins d'investissements très importants⁹, qui ont pesé sur la rentabilité du groupe, conduisant à un flux de trésorerie disponible¹⁰ (*free cash flow*¹¹) négatif de 1,9 Md€ en 2008.

Le cloisonnement entre les activités françaises et internationales est apparu largement théorique, les flux de trésorerie d'exploitation des filiales étrangères étant insuffisants pour financer leurs investissements. L'entreprise, en utilisant sa capacité d'endettement pour le financement de ses acquisitions internationales, a, de ce fait, limité la possibilité d'y recourir pour financer les investissements en France.

La Cour, par ailleurs, s'est interrogée sur la politique de versement de dividendes du groupe, dès lors que, à partir de 2008, le versement de dividendes est devenu incompatible avec la situation des besoins de trésorerie, « sauf à considérer que la recherche de financements extérieurs est destinée non seulement à financer les investissements du groupe mais également à rémunérer les actionnaires ».

III. La situation d'EDF en 2009

À la fin de 2009, à l'arrivée de M. Henri Proglio à la tête d'EDF, le groupe se trouvait ainsi dans une situation de fragilité financière.

⁷ Le marché de l'électricité est ouvert à la concurrence en 2007, et les activités de distribution et de transports sont isolées juridiquement (au sein respectivement d'ERDF - Électricité Réseau Distribution France et de RTE - Réseau de transport d'électricité), tout en restant des filiales contrôlées à 100 % par EDF.

⁸ Cour des comptes, *Rapport particulier n° 56409, Électricité de France, comptes et gestion, exercices 2003 à 2008*. 18 octobre 2009.

⁹ Entre 2007 et 2008, les investissements physiques progressent de 6 Md€, dont 4,5 Md€ pour les opérations internationales nouvelles.

¹⁰ Le flux de trésorerie disponible (*free cash flow*) est une notion de performance financière. Il s'agit du flux de liquidités qu'une entreprise dégage après avoir acquitté toutes les dépenses nécessaires à l'entretien ou au développement de son actif. Il est égal au flux de trésorerie (*cash flow*) opérationnel diminué de la variation du besoin en fonds de roulement net, des investissements opérationnels (CAPEX bruts) nets des cessions et des éléments non récurrents.

¹¹ Flux de trésorerie disponible.

La dette financière nette d'EDF était passée de 16,3 Md€ en 2007 à 24,5 Md€ en 2008, pour atteindre 41,1 Md€ en 2009. Cette hausse brutale est résultée notamment de trois grandes acquisitions finalisées en 2009, sous la direction de M. Pierre Gadonneix :

- le rachat de British Energy, qui a grevé la dette financière du groupe de 13,5 Md€ (avant la cession de 25 % du capital à Centrica¹²) ;
- l'acquisition de 50 % des actifs nucléaires de Constellation, qui a alourdi la dette de 3,5 Md€ (2,5 Md€ à l'achat, auxquels s'est ajouté 1 Md\$ (environ 0,7 Md€) d'injections de liquidités dans la nouvelle entité ;
- l'achat à Centrica de la société belge SPE (devenue par la suite EDF Luminus), pour 1,3 Md€, qui faisait partie de l'accord d'acquisition de British Energy.

L'apport en excédent brut d'exploitation (EBE ; 2 Md€) de British Energy a, toutefois, permis au ratio dette financière nette/EBE de rester autour de 2,5.

Le flux de trésorerie disponible (*free cash flow*) est devenu pour la première fois négatif en 2008 (- 1,9 Md€). La trajectoire financière d'EDF pour 2009 a conduit les agences de notation à dégrader la note de dette à long terme d'EDF (A+ pour S&P et Fitch, Aa3 pour Moody's). Dans ce contexte, le plan à moyen terme d'EDF pour les années 2009-2011 a prévu de mettre en œuvre un programme de cession d'un montant de 5 Md€.

Le groupe faisait alors face à un besoin d'investissements dont le montant prévisible s'élevait à 43,8 Md€ pour la période 2009-2011, contre 20 Md€ pour la période 2005-2007. Sur ces 43,8 Md€, 19,5 Md€ étaient destinés à l'amélioration de la qualité et de la sécurité de l'outil industriel en France¹³. À l'étranger, EDF prévoyait d'investir 13,7 Md€ dans ses trois filiales principales (EDF Energy, Edison, EnBW), et les investissements financiers se situaient à 7,3 Md€, essentiellement destinés aux énergies renouvelables et aux projets nucléaires.

Outre cette contrainte financière, EDF devait prendre en compte la saturation du marché européen - en surcapacités de production par rapport à une consommation en baisse -, la poursuite de l'ouverture du marché français à la concurrence, ainsi que des perspectives très incertaines de hausses des tarifs intégrés, subordonnées à des décisions gouvernementales, donc externes à l'entreprise.

IV. Les développements récents 2014/2015

La nomination en novembre 2014 d'un nouveau président, M. Jean-Bernard Lévy, à la tête du groupe EDF, a induit et va induire plusieurs modifications dans la gestion et dans le pilotage de la stratégie internationale de l'entreprise.

¹² Qui a été finalement réalisée à des conditions très inférieures à celles envisagées, puisque EDF n'a pas réussi à contraindre Centrica à s'engager dans la procédure d'acquisition de 25 % des intérêts dans British Energy au même prix que celui qu'elle avait payé. La cession a finalement concerné 20 % des intérêts dans British Energy.

¹³ Le taux de disponibilité du parc, de 79,2 %, est alors le plus faible depuis 10 ans, et un montant de 3,1 Md€ était prévu pour la construction de nouvelles capacités en France. Selon EDF, une augmentation d'un point du taux de disponibilité aurait un impact sur l'EBITDA estimé à 0,2 Md€, selon les hypothèses de prix de marché retenues par le groupe.

Deux éléments parmi d'autres traduisent les évolutions souhaitées ou en cours. D'une part, une lettre de mission, adressée le 13 janvier 2015 par le ministre des finances et des comptes publics, le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, et le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique à M. Lévy, lui demande notamment de « renforcer sa position d'électricien intégré de référence en Europe, et développer ses compétences à l'international », en particulier « dans les zones à forts besoins énergétiques ».

D'autre part le nouveau président du groupe a engagé un exercice de réflexion stratégique, CAP 2030, dont la dimension internationale était l'un des trois piliers, avec pour objectif de développer une présence hors d'Europe qui représente aujourd'hui moins de 5 % des actifs du groupe.

V. Plan du rapport

Le présent rapport traite successivement :

- des principales opérations internationales mises en œuvre par EDF au cours des années 2009-2013 (1^{re} partie) ;
- des résultats financiers de l'activité internationale d'EDF au cours de la même période (2^e partie) ;
- du besoin d'une stratégie internationale plus construite (3^e partie).

PARTIE I : ENTRE 2010 ET 2014, EDF A RATIONALISÉ ET RESSERRÉ SES ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

I. Après d'importantes acquisitions en 2009, la période 2010-2014 est dominée par des cessions, réalisées dans de bonnes conditions

La contrainte financière existant à la fin de 2009 interdisait *a priori* à EDF de s'engager dans un nouveau cycle d'acquisitions. De fait, les années 2009-2013 ont été, au contraire, marquées par la réalisation d'un certain nombre de cessions, pour un montant total de 12,8 Md€.

Selon EDF, les objectifs des opérations internationales du groupe entre la fin de 2009 et 2014 ont été de trois ordres : obtenir la maîtrise industrielle pleine et entière dans ses filiales ; se désengager des filiales où EDF ne pouvait devenir majoritaire ; être présent dans les pays où se développent les technologies d'avenir, pour maintenir et développer sa compétence métier (la Chine pour le nucléaire, le Brésil pour l'hydraulique), tout en diversifiant ses risques géographiques, compte tenu de sa forte exposition aux marchés français et européen.

Si les prises de contrôle effectivement réalisées correspondent bien à cette stratégie, les cessions l'ont été pour des motifs variés, mêlant les nécessités financières (cas des réseaux britanniques) et la saisie d'opportunités (cas de l'Allemagne).

A. La cession des réseaux britanniques : un impératif de désendettement

Grâce à l'acquisition de British Energy par EDF en 2009, EDF Energy est devenu le premier électricien britannique (en volume de production), employant environ 15 000 personnes. À l'époque, EDF Energy était également le premier distributeur d'électricité (27,5 % de la distribution britannique).

La cession des réseaux de distribution à un consortium hongkongais le 29 octobre 2010, pour 3,6 Md€, est intervenue dans le cadre d'un programme destiné à réduire l'endettement financier d'EDF¹⁴. Il s'agissait d'éviter tout risque de nouvelle dégradation de la note d'EDF, ainsi que de retrouver des marges de manœuvre pour financer les investissements dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni.

Dans son dossier de présentation de la cession de ces réseaux (en vue du comité de la stratégie du 14 avril 2010), la direction d'EDF relativise l'intérêt de détenir un réseau de distribution intégré, en indiquant que, dans le cas britannique, la structure réglementaire du marché a conduit à une déconnexion des activités de production et de distribution-commercialisation : les compteurs britanniques étant la propriété des fournisseurs et non des gestionnaires de réseaux, la propriété d'un réseau n'y est pas indispensable à la maîtrise de la relation client ; la possession d'un réseau régulé par un opérateur intégré n'est d'ailleurs pas le modèle dominant au Royaume-Uni.

¹⁴ Trois cessions de petite taille avaient été réalisées, pour un montant de 657 M€ : Light, Snet et Egborough.

Cette appréciation apparaît cependant plutôt comme une justification *a posteriori* : ces réseaux étaient rentables et leur cession a malgré tout affaibli le modèle intégré d'EDF (amont-aval, régulé-non régulé) au Royaume-Uni¹⁵.

Pour autant, cette opération n'a pas suscité d'objection de l'Agence des participations de l'État (APE), qui a considéré qu'elle ne portait pas atteinte aux intérêts stratégiques d'EDF (en reprenant les mêmes arguments qu'EDF) et que sa valorisation était satisfaisante. De fait, la cession a été réalisée au moment où EDF disposait d'une position favorable pour en obtenir le meilleur prix.

En définitive, l'impact de la vente du réseau sur les chiffres clés d'EDF Energy, tel qu'estimé au 3 septembre 2010 (soit à la veille de la cession), apparaît à la fois significatif et ambivalent : il s'ensuit une baisse de 31 % de l'EBITDA d'EDF Energy, mais également une réduction de 25 % de sa dette nette.

B. Les retraits d'Allemagne et de Slovaquie : la volonté d'EDF de ne pas rester actionnaire minoritaire

1. Le retrait d'Allemagne

a) Un actif rentable

L'acquisition en 2000 par le groupe EDF d'une participation minoritaire au capital d'EnBW avait permis au groupe d'entrer sur le marché allemand de l'énergie. EnBW était, et reste aujourd'hui, le troisième énergéticien allemand, après E.ON et Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE) et avant Vattenfall Europe, par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients, et le premier énergéticien dans son Land de développement historique, le Bade-Wurtemberg¹⁶.

En 2009, EDF détenait 46,07 % des droits de vote d'EnBW, à égalité avec OEW¹⁷, groupement des collectivités locales du Bade-Wurtemberg, dans le cadre d'un pacte d'actionnaires arrivant à échéance au plus tôt au 31 décembre 2011, avec notamment une option de vente (*put*) détenue par OEW lui permettant de céder à EDF 25 % du capital d'EnBW.

¹⁵ Lors du conseil d'administration du 3 septembre 2010, M. Henri Proglio a précisé que « l'arbitrage fait par le groupe entre dans le cadre de son ambition mondiale forte et donc de ses besoins de développement humains, financiers et technologiques, extrêmement importants. Malheureusement, cela implique de vendre un outil bien géré, source de profits. La cession des réseaux britanniques s'avère être la décision la plus pertinente, eu égard aux actifs dont le Groupe dispose et aux moyens financiers dont il a besoin. Elle procède de l'intérêt du groupe. ».

¹⁶ À la fin des années 2000, le domaine d'activité d'EnBW dans l'électricité comprend la production (65 700 MWh en 2010), le transport, la distribution, la commercialisation et le trading. EnBW est également présent dans le secteur du gaz et fournit des services énergétiques. Par ailleurs, EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans son Land d'origine. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité, Yello, qui lui avait permis de gagner 1,3 million de clients sur l'ensemble de l'Allemagne.

¹⁷ Oberschwäbische Elektrizitätswerke.

EnBW était, jusqu'à sa cession en 2010, consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du groupe EDF, soit une contribution en 2009 de 7,2 Md€ au chiffre d'affaires du groupe, de 1,2 Md€ à son EBE et de 619 M€ à son flux de trésorerie disponible (*free cash flow*). Sa participation dans EnBW était ainsi pour EDF un actif très rentable. Les résultats de l'exercice 2010 marquaient une nette progression par rapport à 2009, avec une augmentation du chiffre d'affaires (17,5 Md€) de 12 % et de l'EBITDA (3,3 Md€) de 19 %, portée en partie par des effets non récurrents.

b) Une cession d'opportunité intervenue à un moment favorable

Mi-2009, dans un contexte d'élections régionales tendues pour le président sortant du Land de Bade-Wurtemberg, M. Stephan Mappus, celui-ci propose à M. Henri Proglio de racheter, au moyen d'une émission obligataire, la quote-part d'EDF dans EnBW, avec l'idée de mettre en place un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Land (c'est-à-dire, en pratique, de faire d'EnBW un service public régional de l'électricité).

EDF répond positivement et signe, le 6 décembre 2010, un accord se traduisant par la vente au Land, le 17 février 2011, des titres détenus par EDF, pour un montant de 4,7 Md€, correspondant au rachat de la participation d'EDF dans EnBW (détenue via EDF International) à un prix de 41,50 € par action. Sur un plan comptable, le prix de 41,50 € (incluant le dividende au titre de l'exercice 2010, estimé à 1,5 €/action) était légèrement supérieur au prix d'équilibre¹⁸ consolidé des titres EnBW dans les comptes consolidés d'EDF (39,74 €/action au 30 juin 2014) et au coût moyen historique d'acquisition des actions EnBW, qui était de 39,95 €/action.

Cette opération a permis au groupe EDF de se désendetter.

Selon EDF, cette cession ne répondait pas seulement à des motifs financiers (liquidités et désendettement), mais à plusieurs autres considérations :

- les renégociations attendues du pacte d'actionnaires entre EDF et OEW (fixant les règles de leur contrôle conjoint sur EnBW), qui arrivait à échéance à la fin de 2011, ne laissaient pas espérer une gouvernance acceptable pour EDF : l'autorité politique du Land, actionnaire majoritaire d'EnBW, affirmait sa volonté d'aller vers une quasi-nationalisation régionale. Selon M. Henri Proglio, l'impossibilité pour EDF de prendre à terme le contrôle d'EnBW a ainsi été la raison principale de sa réponse favorable à l'offre de rachat de la participation d'EDF par le Land de Bade-Wurtemberg ;
- l'environnement de marché, en surcapacité, suscitait des perspectives incertaines : développement rapide du parc éolien, déploiement de nouvelles capacités thermiques pour 12 GW ; par voie de conséquence, pression négative sur les prix de gros à moyen terme ;

¹⁸ Le prix d'équilibre est le prix correspondant au seuil déclenchant une moins-value dans les comptes consolidés du groupe au 30 juin 2010.

- le contexte réglementaire et fiscal évoluait également de manière défavorable pour EnBW, avec la mise en œuvre du projet de *Energie Konzept* porté par le gouvernement fédéral : en contrepartie de la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires (entre 8 ans et 14 ans en fonction de la date d'entrée en service des centrales), étaient prévues une taxe sur le combustible nucléaire et une taxe destinée au financement du développement des énergies renouvelables ; or EnBW aurait été pénalisé en raison de son exposition à la production nucléaire (4,8 GW, soit 31% du parc allemand) et de la forte concentration géographique de son activité (92 % du chiffre d'affaires en Allemagne avec 6 millions de clients dans le Bade-Wurtemberg)¹⁹.
- par ailleurs, la réforme annoncée des normes IFRS (*International Financial Reporting Standards*) supprimait la possibilité de consolider proportionnellement EnBW si seul un co-contrôle était maintenu en faveur d'EDF (réforme entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2014, avec l'adoption de la norme IFRS 11).

Arrivée au pouvoir en 2011, la nouvelle majorité du Land a dénoncé cette transaction, l'estimant précipitée, illégale et réglée à un prix excessif. Outre une enquête parlementaire, plusieurs procédures ont été engagées en Allemagne²⁰. Sur le plan civil, le gouvernement du Land n'a pas souhaité remettre en cause la transaction mais a demandé la révision de son prix (remboursement demandé de 840 M€) en recourant, en février 2012, à un arbitrage de la Chambre de commerce internationale²¹, qui est en cours. La sentence arbitrale est attendue pour le second semestre 2015.

Nonobstant ce volet juridique, et l'incertitude qui s'ensuit aujourd'hui encore, EDF peut légitimement se féliciter d'une opération intervenue au moment le plus favorable et considérée comme financièrement réussie. Le groupe est également fondé à faire valoir que les résultats et perspectives d'EnBW se sont significativement dégradés à la suite de la décision de l'État fédéral d'arrêter par anticipation la production d'énergie nucléaire à la suite de l'accident de Fukushima en mars 2011²².

¹⁹ Selon EnBW (source : présentation Investisseur EnBW, troisième trimestre 2013), la mise en œuvre de ces modifications réglementaires conduirait à une charge additionnelle d'environ 500 M€ par an sur la période 2011-2016.

²⁰ Les principaux éléments de fait, tels qu'ils ressortent du débat public allemand, sont les suivants : sans pour autant remettre l'opération en cause, la Cour constitutionnelle du Land a considéré que le ministre-président du Land aurait dû consulter le Parlement du Land. La Cour des comptes du Land a également émis une appréciation critique sur les conditions de l'achat. Par ailleurs, une enquête préliminaire pour abus de confiance a été ouverte par le parquet de Stuttgart contre M. Stefan Mappus et contre le directeur de la banque conseil – la filiale allemande de Morgan Stanley – à laquelle il avait fait appel, M. Dirk Notheis, ami d'enfance de M. Mappus et membre de la CDU. À cette occasion, certains contempteurs allemands du rôle ambigu prêté à Morgan Stanley ont fait observer que la filiale française de Morgan Stanley était dirigée par le frère jumeau du président d'EDF.

²¹ Une première expertise commandée par le parquet de Stuttgart a conclu à une surévaluation de 780 M€ du prix payé à EDF. C'est sur cette base que le gouvernement du Land a engagé la procédure d'arbitrage devant la Chambre de commerce internationale.

²² L'accident de Fukushima semble n'avoir eu de conséquences négatives pour EDF qu'en Italie. La France et l'Italie avait en effet signé, lors du sommet franco-italien du 24 février 2009, un accord-cadre portant sur la collaboration nucléaire entre les deux pays, suivi d'un accord entre EDF et Enel prévoyant la création d'un consortium chargé de réaliser des études de faisabilité sur le développement de quatre EPR en Italie. À la suite du référendum sur la sortie du nucléaire en juin 2011, ce projet a été abandonné.

Compte tenu de sa taille moindre que celle des autres énergéticiens allemands (15 GW de capacité installée contre 23 GW pour E.ON et 32 GW pour RWE en 2009) et de sa très forte exposition régionale, EnBW avait effectivement une moindre capacité à investir dans les énergies renouvelables et à s'adapter que ses concurrents directs (*cash flow* opérationnel en 2009 de EnBW de 2,4 Md€ contre 5,3 Md€ pour RWE e0,1 Md€ pour E.ON).

2. Le retrait de Slovaquie

Présent en Slovaquie depuis 2002 avec une participation de 49 % dans le capital de Stredoslovenská Energetika, a. s. (SSE), deuxième société de distribution et de commercialisation en Slovaquie, le groupe EDF a cédé, le 27 novembre 2013, cette participation minoritaire à Energetický a Průmyslový Holding (EPH). SSE était un actif essentiellement régulé, dont les performances s'étaient nettement améliorées depuis l'entrée d'EDF, mais dont le potentiel de développement apparaissait, selon EDF, limité, en raison de l'impossibilité de monter au capital et de l'intention affichée du gouvernement arrivé au pouvoir en 2011, d'une part, de reprendre le contrôle de SSE, d'autre part, de faire baisser les tarifs au consommateur (les plus élevés d'Europe).

C. Une incidence : le désengagement de la distribution

La cession des réseaux de distribution slovaques, ajoutée à celles des réseaux britanniques et des activités de réseaux en Allemagne, réduit presque totalement l'activité internationale d'EDF dans la distribution, alors même que cette activité apparaît au cœur des innovations énergétiques à venir (compteurs intelligents, réseaux décentralisés) et est aujourd'hui considérée par EDF comme stratégique.

Dans son dossier de présentation au conseil d'administration du 18 juin 2010, la direction d'EDF avait d'ailleurs mis en avant les solides positions acquises dans la distribution (EDF Energy au Royaume-Uni, EnBW en Allemagne, SSE en République tchèque, DÉMÁSZ en Hongrie), présentant la distribution comme un métier essentiel pour EDF, au cœur du *business model* des énergéticiens comparables (GDF Suez²³, RWE, E.ON, Enel, IBERDROLA).

Après les acquisitions de l'année 2009, EDF a mené, jusqu'en 2013, une politique dominée par les cessions, pour un volume total de 12,8 Md€, faisant en cela preuve d'un réalisme financier justifié par son niveau d'endettement. Cette prudence s'est aussi matérialisée par l'absence d'engagement dans des opérations d'envergure. Les cessions ont été menées avec efficacité.

Ces opérations se sont toutefois traduites par un retrait quasiment général d'EDF, à l'étranger, des activités de distribution, alors même que ce secteur apparaît au cœur de nombre d'innovations énergétiques prometteuses.

²³ Devenu ENGIE.

II. La sortie programmée des États-Unis : le retrait d'une zone de pertes

A. Un pari sur le développement du nouveau nucléaire aux États-Unis

La stratégie nucléaire internationale d'EDF, telle qu'elle avait été validée au printemps 2007, ciblait trois pays : les États-Unis, la Chine et le Royaume-Uni. C'est dans ce contexte qu'un projet d'accord pour le développement de réacteurs EPR (*European Power Reactor*) aux États-Unis avec l'américain Constellation Energy Group a été soumis au conseil d'administration le 19 juillet 2007. Constellation est un acteur énergétique majeur aux États-Unis, très présent dans la région de Baltimore (8,7 GW installés, dont 61 % de nucléaire), à l'époque valorisé à 12 Md€, avec un actionnariat très fragmenté, sans actionnaire de référence. En 2005, AREVA a constitué avec Constellation une coentreprise (*joint-venture*), Unistar Nuclear Energy, afin d'obtenir la certification du modèle EPR aux États-Unis.

Le partenariat conclu en 2007 entre EDF et Constellation Energy Group comprenait trois volets :

- le développement d'un modèle EPR (technologie AREVA–Bechtel), assorti de participations communes dans quatre à douze tranches, pour un investissement de 15 Md€, via une coentreprise, Unistar Nuclear Energy, partagée à 50 % entre chaque partenaire, et qui détiendra désormais les 50 % portés auparavant par Constellation Energy dans Unistar Nuclear, la coentreprise formée avec AREVA. Ces accords se traduisent pour EDF par un apport de liquidité de 625 M\$, Constellation apportant de son côté les quatre sites pouvant accueillir les futures centrales à Calvert Cliffs 3 (CC3)²⁴ ;
- la prise de participation progressive d'EDF dans Constellation jusqu'à un maximum de 9,9 %, la contrainte réglementaire du Maryland interdisant de monter à plus de 10 % dans un opérateur détenant des activités régulées ;
- l'étude d'investissements communs dans des centrales existantes (mais sans engagement ferme).

Ces projets d'accords ont été approuvés, sinon encouragés, par l'État. L'Agence des participations de l'État y voyait le point de départ d'un engagement et d'un pari industriel sur l'avenir et la rentabilité du nucléaire aux États-Unis. À ce stade, la prise de risque d'EDF paraît globalement maîtrisée, dans la mesure où, d'une part, tout nouvel investissement est subordonné à l'approbation des organes sociaux, et où, d'autre part, EDF ne s'était pas encore engagée dans une prise de participation dans les actifs nucléaires de Constellation Energy Group.

²⁴ AREVA avait par ailleurs un projet de réacteur nucléaire à Nine Mile Point, qui a été arrêté en 2013 faute d'avoir obtenu l'accord des autorités américaines.

B. De nouveaux accords signés en 2008 dans des conditions défavorables et malgré des perspectives économiques dégradées

EDF a finalement décidé de s'engager, lors des accords signés entre EDF et Constellation Energy Group le 17 décembre 2008 (validés préalablement par l'État le 6 novembre 2008), dans le rachat des actifs nucléaires de Constellation Energy Group. Les composantes principales de ces accords étaient les suivantes :

- l'acquisition par EDF de 49,99 %²⁵ des actifs nucléaires de Constellation Energy Group (cinq réacteurs nucléaires, répartis sur trois sites) via une *joint-venture*, Constellation Energy Nuclear Group (CENG) ;
- l'injection de 1 Md€ de liquidités à la signature des accords, à imputer sur le prix d'acquisition ;
- l'octroi d'une option de vente permettant à Constellation Energy Group de céder à EDF une flotte vieillissante de centrales thermiques jusqu'à la fin de 2010.

La Cour, dans son rapport particulier sur les comptes et la gestion d'EDF pour les exercices 2005 à 2008, a critiqué cette opération :

- d'une part, elle avait conduit EDF à apporter une solution à la crise de liquidité de Constellation, alors en grande difficulté financière, mais sans pouvoir en tirer un avantage en termes de prix, EDF ayant payé ces actifs au double de l'offre concurrente de rachat de la société MidAmerican Energy ;
- d'autre part, il était impossible de savoir avec précision de quelle manière cette opération contribuerait à la création de flux de trésorerie pour le groupe ;
- enfin, les actifs thermiques qu'EDF pourrait se voir obliger d'acquérir, pour un montant vraisemblablement surévalué, ne faisaient pas partie de sa stratégie.

Outre la situation financière dégradée de Constellation, les hypothèses économiques à l'appui des investissements d'EDF étaient déjà remises en cause par la forte baisse du marché américain de l'électricité à partir de mi-2008, en raison de la récession économique et de l'impact du développement du gaz de schiste.

²⁵ Compte tenu des contraintes légales américaines propres aux propriétaires d'actifs nucléaires, EDF ne pouvait acquérir le contrôle de Constellation.

Le rapport d'audit commandité par EDF au début de 2010, réalisé par le cabinet Accuracy, sur les conditions de cette opération, précise que « l'opération CENG est une opération complexe, risquée (notamment du fait de la méconnaissance des données financières de l'ensemble acheté) et pour laquelle les investigations préalables (*due diligence* avec les équipes de la cible) ont été quasiment inexistantes. Ainsi [...] CENG affiche aujourd'hui des projections d'EBITDA inférieures à celles estimées avant le dépôt des offres en décembre 2008. »²⁶.

C. Un éclatement du partenariat en raison du retrait de Constellation du projet de développement nucléaire

Une fois l'opération réalisée, Constellation a, dès le début de l'année 2010, remis en cause ses engagements dans Unistar relatifs à la construction d'un EPR, et menacé d'exercer son option de vente²⁷, conduisant EDF à passer une provision pour dépréciation globale d'un montant de 1 Md€.

Outre ses relations avec Constellation via des coentreprises Unistar et CENG, EDF était de surcroît devenu actionnaire à hauteur de 8,4 % de Constellation, conformément aux accords de 2008, mais la valeur de cette participation a, par la suite, fortement diminué²⁸. EDF se retrouvait alors dans une mauvaise posture, ayant à la fois virtuellement perdu son partenaire pour le développement nucléaire, et subissant la menace d'une perte d'au moins 1 Md€. Face à cette situation, le groupe a réagi en conduisant, à partir de 2010, un plan d'action visant à se dégager au mieux de sa participation dans Constellation Energy Group et dans la joint-venture CENG.

²⁶ En ce qui concerne la *joint-venture* Unistar pour réalisation d'un EPR, le rapport estime que « la rentabilité du projet semble faible (TRI de l'ordre de 8 %) et reste sensible à certaines hypothèses telles que le coût de construction [...] et une courbe de prix basée sur une hypothèse du prix du gaz de 8\$/mbtu sur le long terme. L'évolution à long terme des prix du gaz sur le marché américain, marqué depuis 2008 par un niveau de prix bas à court et moyen terme dans un contexte de crise économique, est aujourd'hui l'une des principales sources d'inquiétude s'agissant de la rentabilité de projets nucléaires aux États-Unis. Le développement particulièrement rapide aux États-Unis de l'exploitation de gaz non conventionnels (gaz de schiste principalement) pourrait refléter une évolution structurelle du marché. ».

²⁷ Mi-2010, l'exercice, par Constellation, de son option de vente représentait pour EDF une perte potentielle d'1 Md\$ en raison de la baisse continue de la valeur des actifs sous-jacents. En cas d'exercice de cette option par Constellation, EDF aurait dû décaisser 2 Md\$ et enregistrer une perte d'1 Md\$. EDF provisionne alors cette perte au titre des risques de perte de valeur des actifs de CENG, de l'investissement dans Unistar ainsi que de certains coûts et risques futurs du projet. Il s'agissait en particulier des conséquences de la dégradation des anticipations de prix de marché à long terme de l'électricité, de celles du volte-face dans le nouveau nucléaire de Constellation – ce dernier souhaitait faire porter à EDF l'ensemble des risques du projet en deçà d'un seuil de rentabilité minimal pour Constellation – ainsi que du risque de transfert de valeur au détriment d'EDF lié à l'exercice éventuel de l'option de vente de Constellation sur les actifs thermiques, rendus attractifs par la baisse de leur valeur.

²⁸ Cette participation résultait d'achats sur le marché effectués par EDF, entre septembre 2007 et août 2008, pour un montant total de 1,161 Md\$, soit 68,48 \$ par action, alors que le cours de bourse moyen de Constellation, en novembre 2009, n'était que de 31,82 \$ par action.

D. Une sortie de Constellation Energy Group, CENG et Unistar dans les moins mauvaises conditions possibles

1. La sortie de la participation dans Constellation Energy Group

Après l'annonce par Constellation, en septembre 2010, qu'il ne financerait plus le développement du projet CC3 et qu'il avait l'intention de valoriser son option de vente, EDF s'est battu pour défendre ses intérêts²⁹, parvenant, en novembre 2010, à une transaction au terme de laquelle le groupe a obtenu l'abrogation de l'option de vente pour 2 Md\$ consentie à Constellation, l'acquisition de la participation détenue par Constellation dans Unistar, ainsi que l'accord de Constellation sur un transfert à terme à Unistar de deux terrains situés sur les sites nucléaires détenus par CENG, le tout en échange d'une remise d'une partie du capital détenu par EDF dans Constellation³⁰.

En avril 2011, Constellation et l'opérateur nucléaire américain Exelon ont annoncé un projet de fusion³¹, auquel EDF s'est opposé jusqu'à avoir obtenu d'Exelon de nouveaux droits de veto au sein de CENG, afin de garantir l'indépendance opérationnelle de CENG (la fusion a été réalisée en mars 2012). Du fait de la fusion, la participation d'EDF à hauteur de 7 % dans Constellation a été convertie en 1,5 % du capital de la nouvelle entité. Les actions détenues par EDF dans Exelon n'ayant plus de valeur stratégique, EDF les a vendues sur le marché³², se dégageant ainsi définitivement de sa participation dans Constellation Energy Group.

2. L'option de sortie de CENG

En 2013, EDF a réussi à négocier une restructuration attractive des accords de co-détention de CENG³³, sur les bases suivantes :

- une option de vente inconditionnelle à Exelon, attribuée à EDF sur sa participation de 49,99 % dans CENG³⁴, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022 pour un prix déterminé à dire d'expert pour la valeur de marché des titres³⁵ ;
- un dividende exceptionnel de 400 M\$, versé en avril 2014, correspondant à la part d'EDF dans la valeur actualisée des synergies anticipées ;

²⁹ Cette démarche impliquait notamment la mise en place d'un effort de lobbying intense auprès des organisations syndicales et des élus, la mise en œuvre d'une stratégie agressive sur les plans financiers, juridiques et commerciaux, et la nomination d'un activiste très reconnu comme administrateur au sein du conseil de Constellation au siège détenu par EDF.

³⁰ EDF a accepté de remettre 3,5 millions d'actions Constellation qu'elle détenait (pour une valeur de 110 M\$ au prix de marché de l'époque, soit 1,4 % du capital sur un total détenu par EDF de 8,4 %), accompagnées d'un paiement de 140 M\$ en liquidités. Sur ce dernier point, CENG n'ayant pas transféré les deux terrains aux dates *post-closing* prévues, EDF a pu définitivement conserver 1,1 million d'actions sur les 3,5 millions initialement prévues.

³¹ Exelon, premier opérateur nucléaire américain, comptait notamment valoriser les synergies possibles avec son propre parc.

³² Ces actions ont été vendues entre juillet 2012 et décembre 2012, pour un montant total de 470 M\$, soit une prime de 18 % sur le cours moyen d'Exelon durant cette période.

³³ Signée à la fin de juillet 2013 et réalisée après l'obtention de l'approbation réglementaire à la fin d'avril 2014.

³⁴ Maintenu avec l'ensemble de ses droits de veto, de gouvernance et d'audit.

³⁵ En cas de désaccord entre Exelon et EDF sur cette valorisation de marché, des banques d'affaires indépendantes établiraient le prix d'exercice de l'option sur la base (i) du plan d'affaires à moyen terme approuvé par le conseil d'administration de CENG et le du plan long terme de ses charges et de ses investissements et (ii) des hypothèses de prix de marché établies par des instituts de prévisions spécialisés.

- une délégation de la gestion opérationnelle de CENG à Exelon, effective le 1^{er} avril 2014, en échange d'un dégageant d'EDF de toute responsabilité auprès de tiers en cas de risque ou de catastrophe nucléaires. Ce nouveau partage des rôles fait d'Exelon l'exploitant du parc de CENG et l'employeur de ses salariés ;
- le droit de céder plusieurs parcelles de terrain sur le site de Calvert Cliffs 3, d'Unistar à Exelon, à valeur d'expert.

3. L'abandon du projet de construction d'EPR

Compte tenu de la très faible perspective de mise en place d'un prix du carbone aux États-Unis³⁶ et d'un seuil de rentabilité du projet Calvert Cliffs 3 impossible à atteindre, EDF a annoncé, en février 2011, que le projet était suspendu³⁷.

E. Un coût total de l'opération très supérieur à ses bénéfices

1. Un échec du projet initial de construction d'un EPR, dont certains déterminants auraient pu être anticipés

L'ambition initiale de pénétration du marché nucléaire américain était en soi recevable. En revanche, si le partenariat établi en 2007 pouvait paraître équilibré, les accords de 2008, finalisés en 2009 juste à la veille du changement de direction d'EDF, reposaient sur trois hypothèses à tout le moins téméraires :

- la mise en place aux États-Unis d'un régime du prix du carbone, espérée par les acteurs du nucléaire en 2007, qui n'a pas vu le jour ;
- une évolution de la législation américaine dans le domaine nucléaire - selon laquelle un investisseur étranger n'a pas le droit d'acquiescer le contrôle d'actifs nucléaires -, qui n'a pas non plus eu lieu, contraignant EDF à agir par le truchement d'un partenariat - en l'espèce, avec Constellation -, qui s'est révélé défaillant ;
- l'arrêt de la baisse des prix de l'électricité, baisse liée au développement des gaz de schiste, alors même que cette tendance baissière était déjà, en 2008, bien ancrée dans les anticipations.

³⁶ À la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima en mars 2011, le président américain Barack Obama avait maintenu son soutien à l'industrie nucléaire, après les inspections menées dans les centrales américaines de conception identique à Fukushima.

³⁷ Unistar, dorénavant détenu à 100 % par EDF, a, toutefois, poursuivi l'instruction de son dossier pour l'obtention auprès de l'US Nuclear Regulatory Commission (NRC) d'une licence pour la construction et l'exploitation de CC3, mais sans succès jusqu'à présent. Unistar a également poursuivi, en vain, ses efforts pour convaincre l'État du Maryland d'adopter un mécanisme de prix garanti (du type *Contract For Difference* similaire à celui du projet Hinkley Point C en Grande-Bretagne) afin de rendre viable le projet CC3. Par conséquent, les activités d'Unistar sont actuellement entièrement suspendues et la société n'emploie plus aucun salarié depuis octobre 2014, ses obligations réglementaires auprès du NRC étant aujourd'hui gérées par plusieurs consultants à temps partiel. En 2014, EDF a dépensé 15 M\$ dans Unistar.

Dans ce contexte, les conditions d'investissement dans Constellation Energy Group et CENG présentent toutes les caractéristiques d'une erreur manifeste d'appréciation, dès lors qu'à l'issue de conditions d'entrée exorbitantes (enchères excessives pour doubler une offre concurrente, apport immédiat de cash, obligation d'achat d'actifs vieillissants), le partenaire d'EDF s'est retiré à peine l'opération réalisée, laissant EDF assumer seul le renflouement d'une entreprise sinistrée sans perspective de poursuivre le projet qui avait motivé la prise de participation.

2. Une option de sortie satisfaisante, malgré des pertes à venir prévisibles

La négociation d'une option de sortie par EDF, sur une période de temps assez longue (2016-2022), est sans conteste un succès pour le groupe. Pour autant, les prévisions de perte jusqu'en 2018 sont estimées, au total, à 235,3 M€. EDF fait valoir que les pronostics de prix de l'électricité établis par des institutions externes au groupe (IHS CERA et Ventyx) anticipent une amélioration sensible des prix d'ici 2022 (environ 60 \$/MWh), à des niveaux supérieurs à ceux de 2010 (50 \$/MWh).

En outre, depuis le 1^{er} avril 2014, à la suite de l'accord précité entre EDF et Exelon, par lequel Exelon prend la responsabilité des opérations et devient l'opérateur nucléaire au titre de la Nuclear Decommissioning Commission³⁸, le parc de CENG est géré par Exelon comme une partie intégrante de son propre parc. CENG est ainsi adossé à un parc plus vaste, servi par un potentiel de compétences plus important, ce qui permet de dégager des synergies bénéfiques. Selon EDF, ces synergies ont permis à CENG de baisser ses coûts d'exploitation (OPEX) d'environ 50 M\$ par an et ses dépenses d'investissement (CAPEX) de 30 M\$ par an.

Si la sortie d'EDF du marché nucléaire américain est ainsi désormais programmée, le groupe reste présent sur le marché américain dans les domaines de ces deux filiales EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading (plateforme à Houston).

3. Des dépenses de 6,5 Md\$ au 31 décembre 2013

L'opération Constellation Energy Group - CENG - Unistar aura coûté environ 6,5 Md\$ au 31 décembre 2014, dont près de 5 Md\$ pour l'acquisition de CENG, le reste se répartissant entre Constellation et Unistar³⁹.

Cette somme ne représente pas, toutefois, le coût final de l'opération américaine, qui dépendra des dépenses encore à venir (notamment les pertes de valeur) et du prix de la vente finale.

L'opération de développement du nucléaire sur le marché américain s'est révélée un échec coûteux, imputable, dans une large mesure, à une erreur d'appréciation commise par EDF en 2009 au moment de nouer les conditions de son partenariat avec Constellation. Par la suite, EDF a néanmoins sécurisé une option de sortie dans des conditions qui apparaissent comme les moins mauvaises possibles et limité ainsi l'ampleur des dépenses, qui restent malgré tout considérables (6,5 Md\$).

³⁸ L'organisme des États-Unis, *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) inclut la *Decommissioning of Nuclear Facilities* (déclassement des installations nucléaires).

³⁹ Ce coût total n'inclut pas un contrat préférentiel de vente d'électricité par CENG à Constellation, avec un rabais pour Constellation d'une valeur estimée de 772 M\$ à la clôture de la transaction.

III. En Europe, EDF a consolidé ses positions en Italie et au Royaume-Uni

A. La montée en puissance d'EDF au Royaume-Uni s'inscrit dans une dynamique de long terme

1. Le pari bien engagé du nouveau nucléaire au Royaume-Uni

EDF était devenue, avec l'acquisition de British Energy en 2009⁴⁰, le premier électricien britannique⁴¹. En 2013, EDF Energy a maintenu sa position de premier producteur d'électricité en TWh produits (EDF Energy est propriétaire et exploitant de huit centrales nucléaires et de deux centrales à charbon) et de premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels. Le groupe opère aussi dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord.

La Cour avait critiqué les modalités d'acquisition par EDF de British Energy, pour un coût total estimé à environ 13,4 Md€ financés par un emprunt à 5,5 % d'une durée de cinq ans. L'OPA a été réalisée dans des conditions financières très défavorables pour EDF, le titre de British Energy n'ayant cessé de monter dès l'annonce des intentions d'EDF et jusqu'à la veille de l'opération, à rebours de la tendance de forte baisse des cours sur les marchés.

L'acquisition de British Energy était, dans une large mesure, motivée par la perspective de jouer un rôle de premier plan dans le cadre du renouveau du nucléaire au Royaume-Uni, en utilisant notamment les terrains, possédés par British Energy, disponibles pour l'implantation de nouvelles centrales. Le défi pour EDF résidait dans le choix, d'une part, de se positionner désormais comme investisseur dans de nouvelles centrales EPR à l'étranger (en misant sur un effet de séries), d'autre part, d'assumer, pour atteindre cet objectif, la responsabilité industrielle de parcs existants.

Contrairement aux États-Unis, où la baisse des prix de l'électricité liée au développement des gaz de schiste a durablement éclipsé les perspectives de renouveau nucléaire, et à l'Allemagne, qui a fait le choix d'une sortie du nucléaire, le Parlement britannique a voté le 18 juillet 2011 une déclaration nationale de politique nucléaire qui a ratifié le programme de construction de nouvelles centrales au Royaume-Uni. Ce consensus national britannique a permis à EDF de confirmer son projet de réalisation d'un programme de centrales nucléaires. Celui-ci s'est concrétisé en 2013 par l'accord de principe conclu avec le gouvernement britannique pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (projet examiné *infra* dans la partie III).

2. Une contribution significative à l'EBE du groupe

EDF Energy a été le premier contributeur étranger à l'EBE du groupe en 2013 (2 Md€, soit presque 12 %), en dépit de l'amputation constituée par la cession des réseaux britanniques. La production nucléaire annuelle s'est située entre 55 TWh et 60 TWh de 2009 à 2013, un peu au-delà de l'hypothèse de production nucléaire établie au moment de l'acquisition, soit 54,5 TWh.

⁴⁰ La Commission européenne avait validé cette acquisition sous réserve de la cession de la centrale de Sutton Bridge, réalisée en 2013.

⁴¹ 8,7 MWe de capacité installée en 2013 pour une production de 60,5 TWh.

La performance d'EDF Energy tient notamment, d'une part, à la prolongation de la durée de fonctionnement autorisé des centrales à huit ans - renouvelable -, contre cinq ans au moment de l'acquisition en janvier 2009⁴², d'autre part, à un programme d'investissement lourd (1,2 Md£ en moyenne annuelle sur la période 2009-2013) pour la maintenance du parc⁴³. Par ailleurs, en 2014, EDF Energy affiche un flux de trésorerie disponible (*free cash flow* ; hors frais financiers) négatif de 7 M€ (contre +370 M€ en 2012 et + 473 M€ en 2013). Comme en France, les dettes et provisions nucléaires ne sont pas financées par le gouvernement britannique mais par l'exploitant. Ces passifs, qui incluent le démantèlement, la gestion du combustible usagé et des déchets radioactifs, s'élevaient ainsi, pour EDF Energy, à 6.6 Md£ à la fin de décembre 2013. Deux autres provisions sont également incluses dans le bilan : la provision pour paiement au *Nuclear Liabilities Fund* (NLF)⁴⁴, qui couvre les paiements fixes à ce fonds (142 M£ en décembre 2013), et la provision pour le coût afférent au cœur nucléaire restant dans le réacteur au moment de la fermeture de la centrale, d'un montant de 988 M£ au 31 décembre 2013.

B. La prise de contrôle d'Edison a donné à EDF les moyens de piloter sa filiale

1. Une prise de contrôle après une dizaine d'années d'efforts

Le groupe EDF est principalement présent en Italie par sa filiale Edison⁴⁵, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité, le troisième acteur gazier et aussi acteur dans le secteur exploration-production d'hydrocarbures où Edison a réalisé environ 45 % de son EBITDA⁴⁶ en 2013.

Jusqu'en 2012, EDF détenait, directement ou indirectement, via un actionnariat complexe, 50 % du capital ordinaire d'Edison (mais 49 % seulement des droits économiques)⁴⁷, en vertu d'un pacte d'actionnaire de 2005, renouvelé en 2008 et prolongé à plusieurs reprises, jusqu'au 30 octobre 2011. Le projet de prise de contrôle d'Edison par EDF avait démarré en 2001, mais s'était longtemps heurté à l'opposition des autorités italiennes. Il a finalement été autorisé en 2012⁴⁸, pour un montant de 1,6 Md€, compensé en partie par la cession d'Edipower pour 684 M€.

⁴² Depuis l'acquisition de British Energy par EDF en 2009, des extensions de durée de vie ont été approuvées, à la suite des autorisations données par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA), en 2010 pour Hartlepool et Heysham 1 (prolongations de cinq ans) et Hinkley et Hunterston (prolongations de sept ans). EDF indique rechercher d'autres extensions de durée.

⁴³ EDF indique toutefois que le niveau élevé des investissements n'est pas lié au besoin de financement de l'extension de la durée de vie des AGR (*Advanced Gas cooled Reactor* - réacteur avancé refroidi au gaz) du parc nucléaire existant, pour la période de 2011 à 2018, qui représente un investissement de 50 à 70 M£ par an entre 2011 et 2018.

⁴⁴ Anciennement Fonds de déclassement nucléaire.

⁴⁵ Le groupe EDF détient par ailleurs 100 % du capital de la société EDF Fenice, spécialisée dans les services énergétiques, qui a elle-même des filiales en Espagne, en Pologne et en Russie.

⁴⁶ Cette part varie toutefois d'une année sur l'autre, compte tenu notamment de l'impact de la renégociation périodique des contrats gaziers.

⁴⁷ Le reste du capital étant détenu indirectement par des collectivités italiennes (notamment, Milan et Brescia) et des institutions financières italiennes.

⁴⁸ La prise de contrôle d'Edison a été réalisée par l'acquisition auprès de Delmi des 50 % non détenus par EDF dans le capital de la holding TdE. Elle a eu pour conséquence l'intégration d'Edison à 100 % dans les comptes consolidés du groupe EDF, à une valeur évaluée à la date d'acquisition (mai 2012). Edison et Alpiq ont dans le

L'acquisition d'Edison s'inscrivait initialement dans la perspective d'une présence du groupe EDF sur les principaux marchés européens, dans l'hypothèse d'un grand marché intérieur du gaz et de l'électricité. Longtemps problématique, la prise de contrôle intervenue en mai 2012 a permis de valoriser et de consolider l'implantation du groupe en Italie et d'améliorer son ancrage gazier.

2. Des résultats financiers volatils

Les résultats d'Edison souffrent, d'une part, d'une certaine volatilité, et, d'autre part, d'une baisse tendancielle de l'EBITDA (de 1,4 Md€ en 2009 à 1 Md€ en 2013).

Tableau n° 1 : Les résultats d'Edison de 2009 à 2014

En M€	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Chiffre d'affaires	8 867	10 446	11 381	12 014	12 335	12 325
EBITDA	1 471	1 369	887	1 103	1 009	814
<i>Free cash flow</i>	(450)	543	(48)	1455	199	867
Dette financière nette	3 858	3 708	3 884	2 613	2 549	1 766

Source : EDF et Edison pour 2014

La volatilité du *cash flow* opérationnel et du flux de trésorerie disponible (*free cash flow*) résulte de la nature des contrats gaziers : ils sont négociés pour un certain volume d'achat, sans tenir compte de l'évolution des prix du marché. Alors qu'historiquement, les prix du gaz en Europe étaient liés au prix du pétrole, depuis 2008 les marchés européens du gaz se sont développés et les prix du gaz se sont significativement décorrélés des prix du pétrole⁴⁹. Cette situation a eu pour effet qu'Edison est entrée, comme prévu par les clauses de révision, dans des cycles de renégociation ou d'arbitrage de ses contrats long terme gaz. Les délais d'aboutissement de ces procédures⁵⁰, dont les effets sont rétroactifs, ont entraîné une grande volatilité des résultats sur la période. Edison doit, en effet, d'abord consentir une baisse de ses prix de vente pour le consommateur final, afin de refléter l'évolution des prix de marché, puis obtenir une compensation par accord amiable ou sentence arbitrale.

même temps cédé leurs actions Edipower à Delmi. La prise de contrôle d'Edison s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net dans les comptes consolidés d'EDF à hauteur de 2 436 M€ (nets de la sortie d'Edipower). L'endettement du groupe a, par ailleurs, augmenté de près de 869 M€ en raison de l'offre publique d'achat menée sur les titres Edison restant sur le marché au prix de 0,89 € par action. Il faut déduire de cette somme de 3 305 M€ (2 436 M€ + 869 M€) un ajustement comptable de 46 M€.

⁴⁹ La cause principale de l'émergence de prix de marchés pour le gaz est l'abondance de gaz en Europe liée, d'une part, à l'entrée en vigueur de nouveaux contrats (Qatar, Russie, Norvège, principalement) et, d'autre part, à la baisse de la demande (effet de la crise économique et du développement des énergies renouvelables entraînant une baisse de la production d'électricité à partir de gaz).

⁵⁰ La plupart des contrats gaziers, dont ceux d'Edison, contiennent des clauses de révision de prix pour permettre à l'acheteur de conserver une marge commerciale raisonnable si les prix évoluent (en contrepartie de quoi l'acheteur est engagé à prendre un volume minimal). Ces clauses (triennales pour les contrats d'Edison) ont été mises en œuvre sur tous les contrats. Le processus de discussion commerciale avec le producteur peut aboutir, si aucun accord amiable n'est trouvé, sur une sentence arbitrale, qui intervient deux à trois ans après le début des discussions.

Ainsi, après les notifications de demande de révision de prix en 2009, les résultats d'Edison ont été impactés négativement, notamment en 2010 et 2011. Un nouveau cycle de négociation a démarré en 2012-2013.

C. Dans le reste de l'Europe, EDF s'est développé en Belgique et en Pologne

Si EDF indique que l'Europe est son marché de référence⁵¹, il a maintenu une approche globalement attentiste dans le reste de l'Europe, dont la plupart des marchés sont en surcapacité de production depuis 2008 (écart croissant entre la production et la consommation)⁵². En Europe, hors Italie et Royaume-Uni, EDF est surtout implanté en Belgique, en Pologne et en Suisse (participation de 25 % dans Alpiq Holding SA et dans les ouvrages de production hydraulique de Châtelot (50 %) et de Mauvoisin (10 %). À un degré moindre, le groupe est également présent en Hongrie (production de chaleur et d'électricité)⁵³, en Ukraine (accord de partage de production d'hydrocarbures *off shore* en mer Noire), aux Pays-Bas (EDF et le groupe DELTA - services aux collectivités locales - disposent, par le truchement d'une société commune, Sloe, d'une centrale au gaz naturel)⁵⁴, et en Espagne⁵⁵. Il était également présent en Autriche mais va céder la filiale⁵⁶ qu'il détenait dans ce pays.

1. Une montée en puissance en Belgique

Le groupe EDF est présent en Belgique via deux filiales : d'une part, EDF Belgium (100 %), qui détient en direct 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1⁵⁷ exploitée conjointement avec Electrabel (groupe ENGIE ex-GDF Suez) ; d'autre part, EDF Luminus (63,5 %, via EDF Belgium), deuxième acteur sur le marché belge, avec 10 % de la capacité de la capacité de production nationale (1 897 MWe installés à la fin de 2013⁵⁸).

⁵¹ « Le groupe EDF a pour ambition de renforcer l'ensemble industriel cohérent dont il dispose en Europe par croissance organique et développement de synergies à l'échelle du groupe. Il étudiera toute nouvelle opportunité de développement rentable en Europe, qui est son marché de référence. » (source : document de référence 2013).

⁵² Source : « Le secteur électrique européen, chiffres-clés », comité de la stratégie d'EDF du 23 avril 2014.

⁵³ En Hongrie, le groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité avec sa filiale Budapesti Erőmű ZRt - il a toutefois annoncé, le 30 juin 2015, qu'il céderait 95,6% du capital au groupe d'origine tchèque EP Energy -, et dans la commercialisation et la distribution d'électricité et de gaz avec EDF DÉMÁSZ ZRt.

⁵⁴ Aux Pays-Bas, EDF et Delta ont signé, le 3 novembre 2010, un accord de collaboration pour l'éventuel développement d'une nouvelle centrale nucléaire à Borssele dans la province de Zélande.

⁵⁵ Le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, qui exploite à Puertollano une centrale de 320 MWe alimentée en mode GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) par du charbon local et du coke de pétrole (petcoke). Le groupe est également présent sur le marché espagnol via des sociétés espagnoles appartenant à des filiales d'EDF.

⁵⁶ EDF International détenait 25 % (minorité de blocage en droit autrichien) de la holding ESTAG (Energie Steiermark AG) - le solde étant détenu par le Land de Styrie -, qui réunissait un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie et des services associés. EDF a annoncé, le 10 juillet 2015, qu'il céderait cette participation au groupe australien Macquarie.

⁵⁷ Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1, via sa filiale (100 %) belge EDF Belgium. La puissance revenant à EDF représente 481 MWe (soit environ 3 % des capacités de production belges). La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait la fermeture de Tihange 1 le 1^{er} octobre 2015. La prolongation de l'exploitation de Tihange 1 jusqu'en 2025 a été annoncée à la suite de l'adoption, par le gouvernement belge, le 4 juillet 2012, du « Plan d'équipement ». La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants à hauteur de 300 M€ (quote-part EDF) étalés entre 2011 et 2020.

⁵⁸ La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint 5 446 GWh en 2013. La société emploie environ 970 personnes au 31 décembre 2013. Sous sa marque Luminus, EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels en Belgique.

Dans le cadre de l'accord initialement passé avec Centrica pour l'achat de British Energy, EDF a acquis, en novembre 2009, 51 % de Centrica dans la société SPE, devenue ensuite Luminus, pour 1,3 Md€. Cette participation a ensuite été portée à 63,5 %⁵⁹. Le reste du capital est détenu par des actionnaires belges (des communes) représentant les différents équilibres régionaux du pays. Le nouveau pacte d'actionnaires signé avec eux en 2010 leur donne deux fenêtres de sortie, en 2015 et 2018, soit par introduction en bourse, soit par cession à EDF.

En 2013, la Belgique a apporté à EDF un excédent brut d'exploitation de 247 M€, mais un résultat d'exploitation négatif.

2. Des ambitions contrariées en Pologne

Selon EDF, le marché polonais présente un potentiel de croissance en Europe continentale, justifiant ses efforts pour s'y implanter, avec l'objectif de faire de la Pologne la plateforme régionale de développement du groupe à l'est de l'Europe. Il y est devenu le premier producteur étranger, notamment grâce à plusieurs acquisitions et partenariats dans les secteurs thermique, éolien et nucléaire⁶⁰. Plusieurs projets d'EDF y ont toutefois été contrariés au cours de la période 2009-2014.

Le 17 novembre 2009, EDF et PGE (Polska Grupa Energetyczna SA), premier électricien de Pologne, ont signé un protocole d'accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire (construction d'un EPR d'ici 2020), mais sans avoir, pour le moment, débouché sur un projet concret. D'autres accords de coopération analogues ont été conclus avec les constructeurs de réacteurs nucléaires à eau bouillante ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*) et ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*) de General Electric-Hitachi et le REP AP-1000 de Toshiba-Westinghouse⁶¹.

En 2010, le projet d'acquisition de 50,1 % d'Enea par EDF, troisième électricien polonais, n'a pas été retenu par le Trésor polonais. En cas de succès, l'ensemble formé par EDF et sa filiale Enea serait devenu le deuxième producteur d'électricité en Pologne et le troisième fournisseur.

⁵⁹ Conformément au pacte d'actionnaires, les minoritaires belges disposaient à l'occasion de ce changement de contrôle d'un droit de vente de leur participation à EDF. Le délai de trois mois d'exercice de ce droit a été étendu jusqu'à la fin d'avril 2010. EDF a alors acquis la totalité de la participation de Dexia (6,1%) et la moitié de celles de deux autres actionnaires : Publium (5,35%) et VEH (1,05 %), montant à 63,5 %.

⁶⁰ Le groupe contrôle la société EDF Polska SA, qui regroupe la branche de production de Rybnik, avec une capacité installée de 1 775 MWe, la branche de cogénération de Cracovie, qui dispose d'une capacité installée de 460 MWe et de 1 118 MWth, les branches de cogénération de Gdansk et Gdynia, qui disposent d'une capacité installée de 333 MWe et 1 199 MWth, et la Direction d'optimisation et de vente, qui s'occupe de la commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne. Le groupe contrôle enfin le cogénérateur Zew KOGENERACJA SA de la ville de Wrocław. Sa capacité installée est de 363 MWe et 1 133 MWth. KOGENERACJA détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur Elektrociepłownia Zielona Góra SA (dont la puissance installée est de 198 MWe et de 304 MWth). La société EDF Paliwa Sp. z o.o., détenue par EDF Polska SA, assure l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne. Par ailleurs, EDF est présent en Pologne via EDF Energies Nouvelles et EDF Fenice.

⁶¹ Le 28 janvier 2014, le gouvernement polonais a adopté un programme nucléaire national, renforçant notamment le cadre juridique et technologique de la mise en service de son premier réacteur.

Enfin, le projet Ruda de construction d'une centrale à charbon supercritique à Rybnik de 900 MWe, pour un montant d'investissement global maximal (hors coûts de financement) de 1,8 Md€, a été suspendu en décembre 2012. Cette suspension a fait suite à la non-attribution des certificats CO₂ gratuits par la Commission européenne, qui empêche le projet d'atteindre le taux de rentabilité escompté. Dans les comptes d'EDF, les immobilisations en cours liées à ce projet ont été en partie dépréciées.

3. La Suisse : une situation bloquée, source de pertes conséquentes

EDF détient 25 % de la société Alpiq (acquise en 2009 pour 224 M€), société cotée (10 % de flottant), constituée en 2009 par l'apport des actifs locaux d'Atel et d'EOS et des quotes-parts d'EDF dans le barrage d'Emosson. L'entreprise, quoiqu'au premier rang des électriciens suisses et acteur significatif du marché européen de l'énergie, est en restructuration depuis 2012. EDF a de ce fait été amené à enregistrer ses quotes-parts de dépréciation pour des montants importants : 852 M€ de pertes de valeurs entre 2011 et 2013. Le groupe souhaite se séparer de cette participation, mais les conditions du pacte d'actionnaires rendent cette sortie difficile.

EDF a poursuivi une politique visant à maîtriser l'avenir de ses filiales étrangères, qui s'est traduite par l'acquisition de British Energy en 2009 et la prise de contrôle d'Edison en 2012. Ces acquisitions ne sont, toutefois, pas exemptes de risques de dérive des coûts dans les années à venir, que ce soit au Royaume-Uni, pour financer les investissements de prolongation de la durée de vie du parc existant et de démantèlement de centrales, ou en Italie, pour mobiliser des ressources de trésorerie afin d'équilibrer la volatilité des contrats gaziers et assumer les investissements nécessaires (notamment pour l'exploration-production).

Sur le reste du marché européen, la stratégie d'EDF, à la fois attentiste et opportuniste, se traduit par une présence minoritaire dans un ensemble de petites structures sans intérêt significatif pour le groupe, malgré quelques cessions récentes, et par des résultats contrastés, compte tenu, d'une part, de la saturation du marché européen et, d'autre part, de la situation bloquée d'EDF en Suisse, se traduisant par des pertes de valeur conséquentes.

IV. Hors d'Europe, la Chine est la principale cible

Abstraction faite d'EDF Énergies Nouvelles, la présence du groupe hors d'Europe est principalement centrée sur la Chine⁶².

Premier marché électrique du monde et désormais le centre de gravité de l'industrie électrique mondiale, la Chine n'en est pas moins un marché très largement fermé. Par ailleurs, ses capacités industrielles sont aujourd'hui suffisamment matures, et, de surcroît, devenues excédentaires, pour que son développement à l'exportation sur les marchés électronucléaires s'étende rapidement. Malgré tout, EDF considère que la Chine reste, pour le groupe, un enjeu industriel majeur, en misant sur les liens particuliers qu'il y a développés depuis plus de 30 ans.

A. Le nucléaire

La présence d'EDF dans le secteur nucléaire chinois a pour origine la stratégie adoptée par la Chine pour se doter d'une capacité nucléaire civile en testant parallèlement les trois filières – russe, canadienne et française (plus exactement, américaine francisée) - qui lui étaient accessibles via des accords de fourniture et de coopération portant chacun sur la réalisation d'une centrale (deux réacteurs). Dans le cas de la filière française, EDF a, tout d'abord, été le pivot de l'assistance à la réalisation et à l'exploitation de la centrale de Daya Bay, dans la province de Canton (Guangdong), dont les deux réacteurs de 1 000 MWe chacun ont été mis en service en 1994 sous maîtrise d'ouvrage de Framatome. Une deuxième opération a suivi avec la construction de deux autres réacteurs de 1 000 MWe, sur le site voisin de Ling Dao, mis en service en 2002 et 2003, puis une troisième opération avec la construction de deux autres réacteurs de 1 000 MWe sur le même site, mis en service en 2010 et 2011, dans les deux cas, ces fois-ci, sous maîtrise d'ouvrage chinoise en partenariat avec Framatome-AREVA.

Dérogeant à sa ligne habituelle d'investisseur subordonnant ses mises de fonds à la détention du contrôle majoritaire des projets financés, EDF a accepté, en novembre 2009, un positionnement d'investisseur minoritaire, à hauteur de 30 %, dans une coentreprise (*joint-venture*) avec son partenaire chinois historique, CGNPC (China General Nuclear Power Corporation) devenue CGN, ayant pour objet la réalisation et l'exploitation, à Taishan, aussi dans la province du Guangdong, pendant 50 ans, de deux réacteurs EPR de 1 750 MWe chacun, dont les îlots nucléaires sont construits par AREVA.

⁶² Les autres implantations d'EDF hors d'Europe se décomposent comme suit. En Russie, EDF était actionnaire à 15 % de la partie sous-marine (en Mer Noire) du projet de gazoduc South Stream, qui a été abandonné par la Russie à la fin de 2014. EDF a par ailleurs conclu plusieurs partenariats avec Gazprom en 2010-2011 et créé une structure de coopération en matière de recherche et de formation (ERDF Vostok). Au Brésil, EDF a construit et exploite depuis 2004 une centrale (cycle combiné gaz), ainsi qu'une autre (solaire) mise en service en 2011. EDF souhaite y développer le segment hydraulique. En Turquie, EDF est surtout présent sur le segment de l'éolien terrestre et sur le projet, sous la houlette d'Edison, d'infrastructures d'importation de gaz, Interconnexion Turquie-Grèce-Italie. EDF est également présent au Laos (barrage de Nam-Theun 2), au Canada, au Mexique, au Vietnam, au Chili, en Afrique du Sud, au Maroc, au Cameroun, en République du Congo, en Arabie Saoudite et en Israël, ainsi que dans d'autres pays, via ses filiales, notamment EDF Énergies Nouvelles.

L'investissement en fonds propres est estimé à 910 M€, auquel pourrait s'ajouter de 1 200 à 1 500 M€ de part de dette bancaire garantie⁶³, soit un engagement total évalué dans une fourchette de 2 100 à 2 400 M€ selon le scénario de référence et de 2 460 à 2 760 M€ selon le scénario prudent avec surcoûts et retards. Le taux de retour sur capital dépend du tarif de l'électricité. Or celui-ci n'a pas encore été fixé. EDF intervient, par ailleurs, dans le cadre d'un contrat d'appui pour l'ingénierie de construction et d'exploitation (une soixante de personnels d'EDF sur place)⁶⁴. La mise en service des deux réacteurs, initialement prévue en décembre 2013 et octobre 2014, est actuellement escomptée pour la fin de 2016⁶⁵. Ce devrait être le premier des EPR actuellement en construction à entrer en fonctionnement.

Sous réserve de la bonne fin technique du chantier, l'ampleur des engagements financiers d'EDF peut, somme toute, apparaître contenue au regard des enjeux en cause. Ceux-ci dépassent les retombées directes du projet Taishan, en soi appréciables, en termes de potentialités de chiffres d'affaires et de retours financiers à venir, pour EDF et au-delà pour les entreprises françaises. D'une part, comme AREVA, EDF entretient ses compétences nucléaires grâce à ce chantier chinois qui apporte aujourd'hui une substantielle contribution à la maîtrise opérationnelle de la construction des réacteurs de troisième génération. D'autre part, ce partenariat avec CGNPC participe d'une dynamique de coopération plus vaste dans laquelle s'inscrit notamment la participation – déterminante, en l'état actuel du projet financier d'EDF Energy - de CGNPC et de son *alter ego*, CNCC (China National Nuclear Corporation) au financement des EPR à construire à Hinkley Point C.

Sur le marché chinois, l'enjeu est la perspective de deux nouvelles tranches d'EPR (Taishan 3 et 4). Toutefois, les autorités chinoises continuent d'hésiter sur le choix technologique à retenir pour les réacteurs de la troisième génération, pour laquelle la famille française de réacteurs est en concurrence avec la technologie américaine de l'AP 1000 de Westinghouse-Toshiba (avec une extension à 1 400 MWe, dite CAP-1400, portée par la société chinoise SNPTC) et une option technologique proprement chinoise, le réacteur Hualong, développé - conjointement, sur ordre gouvernemental - par CGNPC et CNCC.

Pour complexe qu'il soit, ce contexte induit sans doute, pour EDF et l'industrie française, des opportunités intéressantes à exploiter, dans un pays où l'ancienneté et la continuité des partenariats, surtout dans les domaines quasiment régaliens, sont indéniablement des atouts précieux.

Moins que les engagements financiers actuels, ce sont les facilitations technologiques et économiques d'accès aux marchés de l'exportation offertes à l'industrie nucléaire chinoise qui doivent susciter des interrogations : conclus avec des concurrents probables, à brève échéance, sur les marchés tiers, les partenariats doivent être raisonnablement équilibrés et préserver les intérêts à moyen terme d'EDF et de l'industrie française.

⁶³ L'étendue du recours qualifié de limité dans un document remis au conseil d'administration d'EDF du 23 novembre 2009 n'a pas été examinée par la Cour. Le contrat de prêt bancaire fait état d'une lettre de garantie de l'actionnaire.

⁶⁴ La marge prévisionnelle attendue sur ce contrat est de 5 %.

⁶⁵ Cette échéance prévisionnelle ne tient pas compte des éventuels problèmes susceptibles d'affecter les cuves des deux réacteurs fournies par AREVA, si les mêmes anomalies que celles apparues récemment sur l'EPR de Flamanville venaient à être constatées aussi à Taishan.

S'il n'y a pas lieu de regretter que l'industrie des réacteurs chinois se soit largement bâtie sur le réacteur CPR-1000, version sinisée des réacteurs de 900 MWe de Framatome, la donne actuelle, en termes de maturité technologique et concurrentielle, n'est plus celle de la fin du siècle précédent. La Chine doit être aussi désormais vue comme un concurrent pour la vente de réacteurs sur les marchés internationaux ouverts.

Selon le nouveau président, les partenariats avec les grands électriciens chinois servent les intérêts d'EDF et de la filière électronucléaire française, plus qu'ils ne font le jeu d'une concurrence préjudiciable. L'enjeu est que les technologies et les normes françaises restent présentes dans la conception des réacteurs qui vont équiper la Chine. En effet, l'ampleur du marché intérieur de la Chine au regard du reste du monde est telle que l'industrie chinoise saura être, avec ou sans le partenariat d'EDF, parmi les plus compétitives. EDF a fait le choix raisonné d'une alliance plutôt que d'une concurrence frontale.

En l'espèce, la stratégie d'EDF doit également composer avec les intérêts et décisions des autres acteurs de l'industrie nucléaire française et les orientations et autorisations fixées par les pouvoirs publics. De ce point de vue, la période sous revue n'aura pas été exemplaire, notamment en raison du manque de cohésion des différents acteurs français dans leurs approches des marchés extérieurs, entre autres en Chine où AREVA et EDF ont souvent défendu des propositions dissonantes. De surcroît, la bonne information de l'État a également parfois fait défaut, y compris de la part d'EDF lorsque l'État a dû désigner un négociateur extérieur au groupe EDF - l'administrateur général du CEA -, et imposer l'association d'AREVA, dans les discussions qui ont abouti au protocole tripartite (CGNPC, EDF, AREVA) du 19 octobre 2012 relatif à la coopération industrielle pour la réalisation d'un nouveau réacteur de taille intermédiaire (1 000-1 100 MWe), l'ACE 1 000.

B. Hors nucléaire

En dehors du nucléaire, la présence d'EDF est moindre, mais significative notamment dans le domaine du charbon :

- avec la société Datang, participations de 35 % dans la centrale de San Men Xia (2x600 MWe) et de 49 % dans la centrale supercritique de Fuzhou (2x1 000 MWe) ;
- Figlec, filiale à 100 % d'EDF, est propriétaire de la centrale à charbon à haut rendement de Laibin B. Synergie ;
- EDF détient également 19,6 % de Shandong Zhonghua Power Company (SZPC) qui exploite trois centrales à charbon.

Hors d'Europe, EDF est principalement présent en Chine, premier marché électrique au monde, où le groupe s'attache à capitaliser sur une coopération ancienne en matière électronucléaire. Il y intervient notamment aujourd'hui en tant que partenaire minoritaire (30 %) de la coentreprise chargée de construire et d'exploiter pendant 50 ans les deux EPR de Taishan, moyennant un engagement financier pour EDF qui pourrait s'élever au maximum à 2,5 Md€. Au-delà des enjeux financiers, immédiats et surtout futurs, en particulier avec le projet de participation chinoise au financement des EPR d'EDF Energy à Hinkley Point C, les partenariats chinois apparaissent bénéfiques jusqu'à présent, en tant qu'ils facilitent l'accès aux marchés internationaux ouverts de concurrents directs désormais technologiquement et commercialement matures.

V. Les investissements d'EDF dans les énergies nouvelles et dans les services sont restés parallèles et modestes

A. Un développement relatif dans les énergies nouvelles

Jusqu'en 2000, le groupe EDF n'a pas développé d'infrastructures générant de l'électricité d'origine renouvelable, hors hydraulique (qui n'entre pas dans le champ d'EDF Énergies Nouvelles).

Son intérêt pour les énergies renouvelables a commencé à se concrétiser avec la prise de participation au capital de la Société internationale d'investissements financiers (SIIF) Énergies à hauteur de 35 % en octobre 2000, puis de 50 % en 2002. Créée en 1990 par M. Pâris Mouratoglou, la Société internationale d'investissements financiers Énergies avait pour objet le développement et l'exploitation de centrales thermiques et hydroélectriques, notamment dans les départements d'outre-mer. C'est à partir de 1998 que l'entreprise s'est positionnée dans le secteur des énergies renouvelables avec l'installation de ses premières éoliennes en Guadeloupe.

En 2004, SIIF Énergies est rebaptisée EDF Énergies Nouvelles, et elle est introduite en bourse en 2006. En 2011, EDF lance une offre publique d'achat ainsi qu'une offre publique d'échange sur les parts des actionnaires minoritaires, qui aboutissent à une prise de contrôle à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles. Ses investissements portent, pour l'essentiel, sur des parcs éoliens et des fermes solaires, dont plus de 90 % sont situés à l'étranger. Les participations font l'objet d'une gestion active, de façon à limiter les apports nets de fonds propres, notamment depuis que les régimes de subventions publiques sont devenus plus restrictifs dans beaucoup de pays, du fait de la crise économique et des déficits publics.

Cette montée en puissance d'EDF dans les énergies renouvelables est cependant restée marginale dans l'activité globale du groupe. En 2013, EDF Énergies Nouvelles a réalisé un chiffre d'affaires de 1,3 Md€ (pour un EBE de 771 M€), soit seulement 1,7 % du chiffre d'affaires consolidé du groupe. Par ailleurs, les énergies renouvelables ne représentaient en 2013 que 2,1 % de la production d'électricité d'EDF (à comparer aux 8,5 % provenant de l'hydraulique), contre 74,5 % pour le nucléaire et 14,9 % pour le thermique. L'activité d'EDF Énergies Nouvelles (en termes de capacité brute installée) est concentrée à l'étranger, et plus spécialement dans la zone Amériques (42 %) et en Europe (41 %). La France ne représente que 16 % du parc d'énergies renouvelables (le 1 % restant étant réparti entre l'Afrique, l'Inde et le Proche-Orient). La filière éolienne représente à elle seule 87 % de cette capacité (contre 10 % pour le solaire et 3 % dans le petit hydraulique, le biogaz et la biomasse).

Si les investissements bruts consacrés par EDF à EDF Énergies Nouvelles sont proportionnellement plus importants que sa contribution au chiffre d'affaires, ils restent toutefois à un niveau moyen d'environ 10 % du total des investissements bruts du groupe EDF au cours de la période 2009–2013, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau n° 2 : Les investissements corporels et incorporels

Investissements bruts (en M€)	2009	2010	2011	2012	2013
Groupe EDF	12 370	12 241	11 134	13 386	13 327
EDF EN	1 267	1 154	1 295	2 009	1 450
Part d'EDF EN	10,2 %	9,4 %	11,6 %	15 %	10,8 %

Source : Cour des comptes, d'après les données d'EDF

Sans minimiser les efforts d'EDF en matière de développement des énergies renouvelables, ces chiffres montrent que ce secteur d'activité n'a encore occupé qu'une place mineure dans l'éventail des productions, des investissements et des métiers du groupe. Géré à part, ce secteur n'a, au cours de la période, pas été réellement intégré à la stratégie industrielle du groupe, non plus qu'à sa stratégie internationale, quand bien même il s'agit majoritairement d'investissements réalisés à l'étranger.

B. Le partage de Dalkia

Comme pour les énergies nouvelles, le développement d'EDF dans les services énergétiques a été tardif et timoré, par comparaison notamment à GDF Suez avec Cofely, et il s'est opéré principalement par le truchement d'une participation dans une entreprise tierce, en l'espèce Dalkia (8,4 Md€ de chiffres d'affaires, 43000 employés), détenue depuis 2000 à 34 % par EDF et à 66 % par Veolia Environnement.

Mais, entre 2006 et 2013, la montée prévue d'EDF au capital de Dalkia a été suspendue à la résolution du litige avec le partenaire Veolia, finalement intervenue sous la forme d'un partage d'activités entériné le 25 juillet 2014. Après accord des autorités de la concurrence⁶⁶, EDF a récupéré les activités de la branche française, ainsi que celles de Citelum⁶⁷ en France et à l'étranger, tandis que Véolia Environnement a récupéré la branche internationale. EDF, au terme d'une période de 18 mois, conservera seul la marque Dalkia. Dalkia France représente un effectif total de 12 300 personnes (3 600 pour Citelum), pour un chiffre d'affaires consolidé de 3,4 Md€ en 2013 (mais un EBE de seulement 181 M€). C'est l'un des leaders en France sur le marché des services d'efficacité énergétique, dans trois domaines : les réseaux urbains de chaleur et de froid (315 réseaux) pour le compte de collectivités locales, les utilités industrielles, destinées aux entreprises (2 300 sites industriels) et les services énergétiques aux bâtiments (21,9 millions de m² gérés).

En conséquence, la présence internationale du groupe EDF dans les services se résumait, pour l'essentiel, à la fin de 2013, à l'activité de Fenice, filiale italienne (400 M€ de chiffre d'affaires en 2013), détenue à 100 %, qui gère notamment les sites de Fiat.

EDF s'est engagée, bien que de manière encore limitée, dans le développement des énergies renouvelables, avec la prise de contrôle, en 2011, d'EDF Énergies Nouvelles. Toutefois, la stratégie, active, de développement à l'international d'EDF Énergies Nouvelles n'a, jusqu'ici, pas été conduite en véritable coordination avec celle d'EDF hors de France.

Pour les services énergétiques, le partage avec Veolia, intervenu en 2014, des activités de Dalkia, a laissé à EDF les seules activités françaises, réduisant la présence internationale du groupe aux quelque 400 M€ de chiffre d'affaires de la filiale italienne Fenice.

⁶⁶ Veolia a versé à EDF une soulte d'un montant de 655 millions d'euros, correspondant au différentiel de valeur entre les périmètres cédés par les deux groupes, tels que définis en octobre 2013.

⁶⁷ Citelum est un acteur de référence sur le marché de la gestion des services publics locaux de la lumière urbaine (éclairage, mises en lumière), de la gestion des déplacements (signalisation, gestion de trafic) et des équipements de sécurité et de communication connectés au réseau d'éclairage. Citelum est présent aujourd'hui dans 24 pays sur les 5 continents.

PARTIE II : LES RÉSULTATS FINANCIERS DE LA STRATÉGIE INTERNATIONALE SONT CONTRASTÉS

La quasi-totalité des participations internationales du groupe EDF⁶⁸ est consolidée au niveau de la holding EDF International, à l'exception, jusqu'en 2013, des activités italiennes en co-contrôle (Edison et Fenice) - intégrées au sein d'EDF International en juillet 2014 - et de plusieurs partenariats minoritaires d'EDF, notamment en Chine, seulement comptabilisés par mise en équivalence. Les activités internationales de Dalkia, d'EDF Énergies Nouvelles et d'EDF Trading ne sont pas identifiées en tant que telles, ni *a fortiori* regroupées au sein d'EDF International. Dans les analyses présentées ci-dessous, les activités internationales d'EDF ont été comptabilisées comme la somme des résultats consolidés au niveau de la holding EDF International et de l'Italie.

I. L'empreinte des activités internationales sur la trésorerie et les investissements du groupe a diminué

A. Les activités internationales dégagent un flux de trésorerie disponible (hors frais financiers) positif

Les activités internationales d'EDF ont dégagé, chaque année, un flux de trésorerie disponible (*free cash flow*), hors frais financiers, positif de 2009 à 2013, alors que, pour l'ensemble du groupe, ce même flux⁶⁹ a été négatif depuis 2011, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau n° 3 : Le flux de trésorerie disponible (hors frais financiers) de 2009 à 2014

En M€	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Groupe EDF	440	1254	(517)	(1080)	(99)	(1030)
Activités internationales*	1 506	967	472	1331	1 185	894

*ces montants incluent l'Italie.

Source : Cour des comptes à partir des états financiers consolidés EDF et EDF International

Autrement dit, les activités internationales courantes d'EDF n'ont pas imposé à EDF de recourir à un endettement supplémentaire.

⁶⁸ Les comptes de RTE ne sont pas inclus dans ceux du groupe EDF. Ceux d'ERDF y sont intégrés.

⁶⁹ Cet indicateur est une approximation du *free cash flow*. Il est calculé par EDF à partir du solde des flux de trésorerie nets dégagés par l'exploitation, des montants décaissés au titre de l'impôt sur les résultats et des flux d'investissement (CAPEX bruts) et de désinvestissement (cessions de CAPEX) liés aux immobilisations corporelles et incorporelles. Les frais financiers décaissés ne sont pas intégrés par EDF au motif qu'ils dépendent de la structure de financement des filiales.

B. EDF a investi proportionnellement moins dans ses filiales étrangères que dans l'ensemble du groupe

1. Les investissements consacrés aux activités internationales ont connu un point bas

La part des investissements d'EDF à l'étranger a été divisée par deux, passant de près de 30 % à 16,5 % (de 3,6 Md€ en 2009 à 2,2 Md€ en 2013), avec un point bas à 1,9 Md€ en 2011. Dans le même temps, les investissements dans le parc français sont passés de 7,1 Md€ en 2009 à 9 Md€ en 2013. La baisse observée est due principalement à des effets de périmètre liés aux cessions, en 2010, des réseaux britanniques et d'EnBW. Le point bas consécutif de 2011 a été partiellement compensé à partir de 2012 par d'importants projets d'investissement, notamment le cycle combiné gaz (CCG) de West Burton et le nouveau nucléaire au Royaume-Uni.

2. Les filiales internationales d'EDF dégagent plus d'EBE qu'elles ne consomment d'investissements

Le rapport de la Cour de 2009 sur les comptes et la gestion d'EDF (exercices 2003 à 2008) soulignait que certaines filiales étrangères d'EDF (EDF Energy, notamment) investissaient pour des montants plus élevés que leur contribution à l'excédent brut d'exploitation du groupe. Par exemple, en 2008, EDF Energy avait participé à hauteur de 7 % à la création de l'EBE du groupe, mais avait, dans le même temps, consommé 14 % de ses investissements opérationnels. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, cette tendance s'est inversée. La plupart des filiales internationales d'EDF ont apporté une contribution à l'EBE du groupe plus élevée que leur part dans les investissements du groupe, à l'inverse du segment France.

Tableau n° 4 : Part des filiales internationales d'EDF dans l'excédent brut d'exploitation (EBE) et les investissements du groupe EDF

	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Part dans l'EBE	Part dans les investis.	Part dans l'EBE	Part dans les investis.	Part dans l'EBE	Part dans les investis.	Part dans l'EBE	Part dans les investis.	Part dans l'EBE	Part dans les investis.	Part dans l'EBE	Part dans les investis.
France	54 %	58 %	61 %	64 %	61 %	66 %	62 %	62 %	64 %	68 %	71 %	66 %
International	33 %	30 %	28 %	23 %	26 %	17 %	26 %	19 %	25 %	17 %	20 %	19 %
Autres activités	13 %	13 %	11 %	13 %	13 %	16 %	13 %	19 %	11 %	16 %	9 %	16 %
TOTAL	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Source : Cour des comptes, d'après les données EDF

C. Le niveau d'endettement d'EDF International a baissé depuis 2009

Du fait des cessions d'actifs et des augmentations de capital souscrites par EDF SA, l'endettement financier brut consolidé d'EDF International est passé de 20,4 Md€ à la fin de 2009 à 8 Md€ à la fin de 2013. L'endettement brut du groupe EDF étant revenu à la fin de 2013 à son niveau de la fin de 2009 (53 Md€), la part de la dette consolidée d'EDF International dans l'endettement brut du groupe EDF a fortement diminué sur la période, passant de 38 % en 2009 à 15 % en 2013, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau n° 5 : La comparaison de l'endettement d'EDF International avec celui du groupe EDF

M€ et %	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Emprunts et dettes financières* du groupe EDF	37 451	53 868	47 777	50 034	59 932	53 313	55 652
Emprunts et dettes financières* consolidées EDF International**	12 780	20 465	9 266	6 855	6 756	7 950	8 731
% Dettes de l'international dans endettement brut d'EDF	34,1 %	38 %	19 %	14 %	11 %	15 %	16 %
Endettement financier net du groupe EDF (M€)	24 476	42 496	34 389	33 285	41 575	35 462	34 208
Endettement financier net consolidé d'EDF International*** (M€)	10 715	17 418	7 083	-420	-211	-277	-676
% de l'international dans l'endettement financier net du groupe EDF	44 %	41 %	21 %	-1 %	1 %	-1 %	-2 %

* hors dérivés ** Hors Italie (13 126 M€ avec Italie en 2014, soit 24 %) *** Hors Italie (7 958 M€ avec Italie en 2014, soit 23 %)

Source : Cour des comptes à partir des états financiers consolidés (EDF et EDF International)

Par ailleurs, entre 2008 et 2013, EDF International est passé d'une position d'endettement net⁷⁰ (jusqu'à 17,4 Md€ en 2010) à celle de placeur net auprès d'EDF à partir de 2011⁷¹.

Cette évolution laisse à penser que le poids des activités internationales d'EDF dans la dette du groupe s'est réduit par rapport à 2009, notamment grâce aux cessions intervenues au cours de la période 2010-2013 (les cessions des réseaux britanniques et d'EnBW ont permis de désendetter le groupe à hauteur, respectivement, de 6,7 Md€⁷² et de 7,1 Md€⁷³).

Il n'est toutefois pas possible de tirer de conclusion définitive sur l'évaluation du poids des activités internationales dans la dette d'EDF.

En premier lieu, le périmètre d'EDF International n'est pas assimilable au sous-groupe constitué par les filiales internationales d'EDF. En particulier, l'Italie n'était pas détenue par EDF International jusqu'en 2014. Les activités internationales d'EDF Énergies Nouvelles ou de Dalkia sont également exclues du périmètre d'EDF International.

En deuxième lieu, la dette brute consolidée d'EDF International agrège plusieurs sortes de dettes des entités du périmètre contrôlé par EDF international : vis-à-vis de tiers au groupe EDF ou vis-à-vis d'entités du groupe EDF non contrôlées par EDF International. Ces dernières sont éliminées dans les comptes du groupe EDF mais sont présentes dans les comptes consolidés du groupe EDF International.

⁷⁰ L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides.

⁷¹ L'excédent de trésorerie d'EDF International qui en résulte est en effet placé auprès d'EDF SA dans le cadre d'une convention de *cash-pooling* (gestion centralisée de trésorerie) et rémunéré à ce titre.

⁷² Source : Document de référence 2010, p. 165.

⁷³ Source : Document de référence 2011, p. 126.

En troisième lieu, EDF International ne porte qu'une partie seulement des dettes contractées par le groupe pour l'acquisition des filiales. Les financements étant fongibles à la maille du groupe EDF, le portage financier de l'endettement lié à une acquisition peut être partagé entre EDF International et EDF groupe, ou bien peut intervenir par une augmentation de capital. Ainsi, la dette d'EDF International est passée de 12,8 Md€ à la fin de 2008 à 20,4 Md€ à la fin de 2009, soit une hausse de 7,6 Md€, alors que le montant des émissions de dettes réalisées pour les acquisitions internationales de l'année 2009 a été de 17,9 Md€, plus de 10 Md€ de dettes liées aux acquisitions internationales ayant été, soit directement consolidés au sein de la dette du groupe EDF, soit financés par des augmentations de capital (2,4 Md€ pour CENG en 2009, 7,9 Md€ pour British Energy, 1,3 Md€ pour SPE), et n'apparaissant donc pas en tant que telles dans la dette d'EDF International.

Enfin, la dette financière brute consolidée par EDF intègre la dette financière brute de la société-mère du sous-groupe consolidé EDF International - c'est-à-dire la holding EDF International SAS, en tant que société, dont la dette à la fin de 2013 n'est pas significative -, ainsi que les dettes financières brutes de toutes les filiales de ce périmètre (l'ensemble des filiales au Royaume Uni, Pologne, Belgique, etc.).

Or, dans la présentation des comptes 2014, les dettes brutes des deux filiales EDF Energy et Edison ont été présentées en dehors du périmètre d'EDF International, cette dernière étant, pour sa part, incluse dans la ligne EDF et autres filiales liées du tableau ci-dessous.

Tableau n° 6 : Les emprunts et dettes financières d'EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	43 358	37 732
EDF Energy ⁽²⁾	4 898	6 665
EDF Énergies Nouvelles	4 060	3 311
Edison ⁽³⁾	2 349	2 833
Autres entités	987	1 096
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	55 652	51 637

(1) ERDF, PEI, EDF International, C3 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE.

Source : EDF, présentation des comptes 2014

D'une part, le montant et le périmètre de la dette brute portée par EDF International, et, d'autre part, le montant consolidé de la dette brute de l'ensemble des filiales étrangères d'EDF restent donc à préciser.

Entre 2009 et 2013, les activités internationales du groupe EDF ont dégagé un flux de trésorerie disponible, hors frais financiers, positif, et elles ont consommé une part des investissements du groupe inférieure à celle du segment France, contrairement à la période 2003–2009, durant laquelle les activités internationales avaient pesé plus fortement sur les ressources et la structure financière d'EDF.

Toutefois, si le niveau d'endettement consolidé d'EDF International a baissé depuis 2009, il n'est pas possible de tirer de cette évolution des conclusions définitives quant au poids réel des activités internationales dans la dette d'EDF, compte tenu, d'une part, de l'utilisation de modalités de financement qui rendent difficile l'affectation précise d'une partie de la dette aux activités internationales, et, d'autre part, d'une ambiguïté, dans la présentation des comptes d'EDF, sur le niveau de consolidation de la dette des filiales internationales au sein d'EDF International.

Les comptes d'EDF International ne peuvent donc être regardés comme donnant une image pertinente de la situation financière consolidée de l'ensemble des activités du groupe EDF à l'étranger, ce qui limite l'intérêt de disposer d'une holding de détention des filiales internationales d'EDF. Une clarification sur ce point est donc souhaitable, à tout le moins par une explication de la méthodologie retenue. Une synthèse annuelle de présentation des résultats de l'activité internationale d'EDF serait, en tout état de cause, bienvenue.

Enfin, le poids de l'international sur les comptes d'EDF doit nécessairement être apprécié au regard des obligations qu'a le groupe d'investir en France.

II. Les pertes récurrentes de certaines activités internationales ont pesé sur les résultats du groupe

A. Les pertes de valeur des actifs internationaux ont atteint un niveau conséquent

Les pertes de valeurs expliquent pour partie la baisse du résultat d'exploitation des activités internationales d'EDF. Elles tiennent à la situation de certains marchés moins favorable après acquisition que celle prévue.

Le montant total des pertes de valeurs cumulées de 2009 à 2013 s'élève à 5,2 Md€, dont 638 M€ pour le Royaume-Uni, 1,4 Md€ pour l'Italie, 146 M€ pour l'Allemagne, 1,4 Md€ pour les États-Unis, 852 M€ pour la Suisse, 236 M€ pour la Belgique, 127 M€ en Pologne et 174 M€ aux Pays-Bas (cf. annexe 8 pour le détail de ces pertes).

Ces pertes, dont le cumul est important, reflètent soit un coût d'acquisition trop élevé, soit une mauvaise anticipation des évolutions économiques. Elles appellent, de la part d'EDF, un renforcement des critères d'évaluation utilisés dans les décisions d'investissement par acquisition de participations. Certes, des gains ont également été enregistrés par EDF lors de cessions d'activités, mais leur montant est nettement moindre.

Les premiers chiffres publiés par EDF en février 2015 sur les résultats 2014 font, par ailleurs, état de nouvelles pertes de valeurs, pour un montant total de 1,2 Md€, dont 1 Md€ pour le seul segment international (cf. annexe 8). À ces pertes de valeurs s'ajoute également une dépréciation de 287 M€ sur la survaleur (*goodwill*) d'EDF Luminus.

B. La rentabilité d'exploitation des activités internationales a été globalement inférieure à celle du groupe

Comme le montre le tableau ci-après, la rentabilité d'exploitation des activités internationales, mesurée par le ratio EBE/CA, est inférieure à celle du parc français, à l'exception de CENG (États-Unis), qui présente un ratio supérieur à celui du groupe, dû aux activités commerciales (ventes d'énergie et de produits de capacité).

Tableau n° 7 : Le taux d'EBE sur CA contributif par pays, en données historiques, non corrigées des effets périmètre, normes et change

EBE/ Chiffre d'affaires contributif	2009	2010	2011	2012	2013	2014	EBE 2014 (M€)	CA 2014 (M€)
France	27,7 %	28,0 %	24,5 %	25,4 %	26,8 %	30,6 %	12 198	39 910
International	21,6 %	19,9 %	16,7 %	14,9 %	13,8 %	12,2 %	3 459	28 450
Autres activités	39,6 %	32,5 %	35,0 %	34,7 %	36,2 %	35,9 %	1 622	4 514
Groupe	26,3 %	25,5 %	22,7 %	22,1 %	22,2 %	23,7 %	17 279	72 874

Source : EDF

Selon EDF, la différence de mix énergétique entre la France et l'étranger (présentée en détail en annexe 9) expliquerait la part plus faible des activités internationales dans l'EBE du groupe EDF que dans son chiffre d'affaires (CA). Ainsi, le niveau plus favorable de l'EBE France par rapport à celui des activités internationales (détaillé en annexe 6) serait lié au poids dominant de la production nucléaire (89 % de la production en France en 2013), avec des coûts de combustibles relativement faibles, une forte intensité capitalistique et des équipements largement amortis.

Cette analyse n'apparaît cependant pas entièrement convaincante, les situations par pays étant contrastées. Par exemple, au Royaume-Uni, le nucléaire représente, comme en France, une part importante du mix énergétique (71 % de la production d'électricité d'EDF Energy), qui peut expliquer un ratio EBE/CA similaire à celui de la France en 2009 (27,7 %). Mais, en 2013, ce ratio est passé, pour le Royaume-Uni, à 20,4 %, contre 26,6 % pour la France. En revanche, en Pologne, le ratio EBE/CA présente une évolution similaire, alors que la production d'électricité et de chaleur provient principalement du charbon (90 % de l'activité). Dans le reste de l'Europe, on trouve des ratios EBE/CA inférieurs à celui du groupe, pour des raisons qui tiennent aux spécificités de chaque marché, sans que l'explication du mix énergétique soit forcément prépondérante⁷⁴.

⁷⁴ EDF donne les explications suivantes. Pour l'Italie, le ratio EBE/CA est en retrait par rapport au taux de marge en France du fait de l'activité exploration-production, des aléas liés au cycle de renégociation tarifaire des contrats gaziers, ainsi que d'une forte pression concurrentielle sur le marché italien. En Belgique, le ratio EBE/CA est inférieur à la moyenne du groupe car le chiffre d'affaires intègre deux éléments significatifs qui ne procurent quasiment pas de marge : l'activité d'optimisation-trading et la refacturation des coûts de réseau. En Hongrie, le ratio EBE/CA, relativement faible par rapport à celui affiché par le groupe, s'explique par une marge brute limitée sur la cogénération, par le poids de l'activité régulée sur la distribution de l'électricité, ainsi que par un contexte fiscal pesant sur l'EBE. En Slovaquie, où l'activité principale est la distribution d'électricité (83 % de

C. Certaines filiales internationales d'EDF ont présenté des pertes d'exploitation

Le résultat d'exploitation⁷⁵ du groupe est passé de 10,1 Md€ en 2009 à 8,4 Md€ en 2013, soit une baisse de 16,7 %. Dans le même temps, le résultat d'exploitation du Royaume-Uni a baissé de 40 %, celui d'Italie de 14 % (mais avec des pertes importantes en 2010-2011), celui de la Belgique de 91 %, et celui de la Pologne de 52 %. Globalement, les activités internationales du groupe EDF ont moins bien résisté que le parc français aux aléas des marchés de l'énergie sur la période considérée, notamment au Royaume-Uni⁷⁶.

D. La contribution du segment international au résultat net courant (part du groupe) a été en forte baisse

Comme le montre le tableau ci-dessous, la contribution du segment international au résultat net part du groupe (RNPG)⁷⁷ d'EDF est passée de 32 % en 2009, soit une part identique à l'EBE, à une contribution négative de 9 M€ en 2013.

Tableau n° 8 : Le résultat net part du groupe par secteur opérationnel

Résultat net (part du groupe) en M€	2009	2010	2011	2012	2013
France	1 553	1 214	1 558	2 277	2 640
UK	636	-41	534	212	494
Italie	60	-783	-307	107	18
Allemagne	286	386	0	0	0
Autre international	285	-581	409	-226	-521
Autres activités	1 085	825	816	946	886
Groupe	3 905	1 020	3 010	3 316	3 517
<i>dont international</i>	<i>1 267</i>	<i>-1 019</i>	<i>636</i>	<i>93</i>	<i>-9</i>
International en % du groupe	32 %	-100 %	21 %	3 %	0 %

Source : EDF

la marge brute en 2013), le ratio EBE/CA est de 17,6 %, proche du taux mesuré en France pour ERDF, dont l'activité est la plus comparable.

⁷⁵ Le résultat d'exploitation (*EBIT - Earning before Interest and Taxes*) mesure la performance économique de l'exploitation en tenant compte de la perte de valeur, certaine ou potentielle, subie par les facteurs de production durant la période. Il se calcule en soustrayant de l'EBITDA les dotations aux amortissements et les provisions de la période, en ajoutant les reprises de provisions ou d'amortissements effectuées.

⁷⁶ EDF précise que les données historiques ne sont pas strictement comparables et qu'il convient de les corriger, à la fois pour le chiffre d'affaires (CA) et pour l'EBE, des effets imputables aux variations de périmètre (cession des réseaux britanniques et d'EnBW), aux changements de normes comptables et aux variations de taux de change, qui sont présentés en annexe, et qui expliqueraient la baisse de la contribution des activités internationales à l'EBE du groupe. Ces corrections ne sont, toutefois, pas de nature à renverser la tendance observée à de moins bons résultats des filiales internationales d'EDF.

⁷⁷ Le résultat net part du groupe correspond au résultat net du groupe, après déduction de la part du résultat des filiales consolidées par intégration globale qui revient aux actionnaires minoritaires.

Selon EDF, l'essentiel de la baisse de la contribution de l'international au résultat net part du groupe s'explique par les mouvements de portefeuille (acquisitions, cessions) et par les pertes de valeur enregistrées par provisions ou à l'occasion des cessions, ainsi que par des éléments considérés par EDF comme non récurrents.

Il reste que, durant la période sous revue, la part du résultat net des activités internationales d'EDF s'est effondrée.

La rentabilité d'exploitation des activités internationales d'EDF s'est dégradée, en raison, notamment, de pertes de valeurs significatives et de la cession des filiales internationales les plus rentables (EnBW, réseaux britanniques). Cette détérioration des résultats internationaux d'EDF appelle une réflexion sur les conditions d'exploitation des filiales étrangères d'EDF et sur les objectifs financiers de rentabilité qui leurs sont assignés. L'absence de suivi de cette rentabilité par EDF constitue un obstacle à une bonne appréhension de la contribution des activités internationales d'EDF aux résultats du groupe.

PARTIE III : LES NÉCESSITÉS DU MOMENT ONT PLUS PESÉ DANS LA STRATÉGIE INTERNATIONALE QUE LES ANTICIPATIONS DE MOYEN ET LONG TERMES

I. La gouvernance stratégique s'est améliorée, mais insuffisamment pour le champ international

Le traitement des dossiers internationaux a bénéficié des progrès réalisés depuis 2009 par le groupe pour la gouvernance de sa stratégie. D'une part, le comité de la stratégie du groupe a été élargi à l'ensemble des administrateurs ; désormais présidé par le président-directeur général, il s'est réuni régulièrement pour examiner l'ensemble des secteurs d'intervention du groupe. D'autre part, les structures de suivi des activités à l'étranger par EDF International, la holding d'EDF qui détient la quasi-totalité de ses participations internationales, ont été renforcées⁷⁸.

Pour autant, l'évocation de ces mêmes dossiers par le conseil d'administration a aussi pâti de certaines insuffisances récurrentes dans ses travaux : caractère tardif et parfois lacunaire de l'information envoyée aux administrateurs, saisine *ex post* du conseil pour valider une opération subordonnée à son accord.

Surtout, dans la stratégie d'ensemble du groupe, la stratégie internationale n'a guère été affirmée et affichée en tant que telle : le conseil d'administration a traité essentiellement des opérations internationales au fil de leur actualité, notamment celles des projets, ou lors d'examens par secteurs d'activités ou par pays ; le premier comité de la stratégie consacré au champ international considéré dans son ensemble ne s'est réuni qu'en juillet 2014. De façon générale, la communication du groupe, mais aussi son mode de management interne, s'attachent plus aux activités internationales en elles-mêmes - projets, données, événements, résultats - qu'à la stratégie dont elles font l'objet.

L'absence de suivi *ex post* de la rentabilité des investissements engagés a pu y contribuer⁷⁹. Faute d'information sur les écarts de rentabilité entre prévisions et réalisations par investissement, le conseil d'administration n'a pas été amené à porter un regard rétrospectif global sur les orientations et projets précédemment validés. Plus généralement, le système de contrôle de gestion et de pilotage du groupe n'intègre pas assez cette préoccupation de vue d'ensemble du champ international.

Il s'ensuit un manque de lisibilité de la stratégie internationale, du fait d'une vision segmentée, par activité, par pays, par projet.

⁷⁸ En juillet 2012, un comité de suivi a été institué, composé de la secrétaire générale d'EDF International et d'un responsable financier. Il examine les investissements (CAPEX), les fusions-acquisitions et les achats-ventes d'énergie entre 10 et 50 M€ et les opérations relevant du comité exécutif-comité des engagements groupe (CECEG) au-delà de 50 M€, en lien avec les comités des engagements des zones géographiques et des filiales. Les comptes rendus sont portés à la connaissance du conseil d'administration.

⁷⁹ Invité à indiquer la rentabilité constatée des investissements et opérations internationaux réalisés par rapport à la rentabilité attendue, par pays et par opération, EDF a été en mesure de fournir la contribution au résultat net part du groupe de chaque pays, mais pas la contribution par actif.

Il convient toutefois de noter que peu après son arrivée, à la fin de 2014, le nouveau président d'EDF, M. Jean-Bernard Lévy, a créé une direction internationale à laquelle est donnée pour mission d'optimiser le portefeuille de projets, de valoriser la gestion des actifs existants, de piloter et de coordonner les projets de développement et de garantir la cohérence des priorités métiers et géographiques définies par le groupe.

Malgré les progrès de la gouvernance stratégique du groupe, la stratégie internationale a manqué de lisibilité, du fait d'une vision segmentée, par activité, par pays, par projet.

II. Les justifications de la forte présence d'EDF à l'étranger appellent un approfondissement

A. Les deux besoins mis en avant par EDF

EDF – déjà premier producteur mondial d'électricité - a l'ambition d'être le premier électricien mondial de référence, ce qui implique « d'avoir un horizon mondial, pour savoir aller chercher la croissance là où elle se trouve, en apportant son savoir-faire et en diversifiant les types de production et les pays. Cela favorise le retour d'expérience issu des zones où EDF est déjà implanté, et permet au Groupe de continuer à faire progresser les meilleures technologies dans les pays où elles se développent. » (extrait de la partie stratégie du Document de référence de 2013).

Deux nécessités principales sont ainsi mises en avant par la direction du groupe pour justifier sa présence à l'étranger :

- de façon générale, compte tenu de sa taille et de la réduction probable, du fait de l'ouverture à la concurrence, de sa part aujourd'hui encore quasiment monopolistique dans le marché national, EDF est dans l'obligation d'aller sur les marchés extérieurs en raison de ses impératifs de croissance (pour y trouver des relais de croissance), de rentabilité (notamment, pour contrebalancer l'érosion de la rentabilité des activités françaises) et de compétitivité (pour progresser en se mesurant à ses homologues les plus performants) ;
- le maintien, la diversification et l'amélioration des compétences industrielles du groupe rendent aussi indispensables de sortir des frontières, notamment pour préserver les savoir-faire de construction de centrales nucléaires ou de barrages hydroélectriques quand il n'y a plus de chantiers en France, ou encore pour élargir la palette des réalisations et des exploitations dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables.

Cet argumentaire apparaît convaincant, surtout de la part d'une société cotée qui ne saurait dépendre d'un seul marché dans laquelle sa part est vouée à diminuer.

B. La réalité contrastée de l'internationalisation du groupe

D'autres considérations allant dans le même sens pourraient être ajoutées, par exemple le rôle moteur joué par EDF pour les exportations de l'industrie française dans le domaine énergétique. C'est le cas aussi de l'intérêt de l'internationalisation en tant que facteur d'évolution de la culture interne de monopole public, quand bien même, au moins dans sa communication publique, EDF met l'accent, à l'inverse, sur la culture (française) de service public : « l'ensemble des missions (...) [du groupe] relève d'une démarche de service public, héritage du groupe et atout durable pour le futur, adapté à chaque contexte local. ».

En effet, en dépit de sa forte présence au Royaume-Uni ou en Italie, ou encore de sa coopération trentenaire avec la Chine, EDF reste, dans son organisation, son management et ses synergies internes, un groupe encore peu internationalisé. Les mouvements de personnel entre la France et les filiales à l'étranger en témoignent : en 2013, seuls 383 personnels d'EDF étaient détachés dans les filiales du groupe à l'étranger, sur un effectif total de près de 29 000 salariés de ces filiales, comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Tableau n° 9 : La répartition géographique des effectifs d'EDF entre 2009 et 2013

Effectifs/années	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Effectif du groupe EDF en France	119 143	120 281	127 266	129 328	129 492	132 107
Effectif des filiales à l'étranger	31 355	29 739	28 902	30 412	28 975	26 054
Dont : effectifs détachés d'EDF	395	428	389	415	383	nc

Source : EDF

Les emplois exercés par les personnels détachés se répartissent approximativement comme suit :

- 15 % de dirigeants dans les filiales ou de responsables de structures ;
- 75 % d'ingénieurs intervenant dans les métiers du groupe EDF : nucléaire, thermique et, dans une moindre mesure, l'hydraulique. Leurs emplois peuvent être divisés en trois grandes catégories (ingénierie, production, R&D) ;
- 10 % d'experts dans des fonctions d'appuis (finances, juridique, RH, achats, etc.) rattachés soit à des filiales, soit à des structures projet.

Sans réduire la contribution des compétences acquises ou maintenues grâce aux détachements dans les filiales étrangères à une approche purement quantitative, la part des effectifs actuellement détachés par EDF paraît en deçà du niveau requis pour susciter les meilleures synergies en matière de ressources humaines, surtout à l'aune de l'argument volontiers invoqué par EDF selon lequel l'internationalisation se justifie notamment par le besoin d'entretenir les compétences industrielles du groupe.

C. Les poids respectifs de la France et de l'étranger

Le degré souhaitable d'internationalisation, exprimé en parts de chiffres d'affaires et de types d'activités, réalisées respectivement en France et à l'étranger (60/40 % en 2013) est une question délicate.

Ce n'est aujourd'hui ni un objectif ni un indicateur de la stratégie d'EDF, ni une référence dans les discussions avec l'État actionnaire et pilote de la politique énergétique. Pour le président Proglia, réaliser plus de 50 % de son chiffre d'affaires à l'étranger aurait du sens pour un groupe comme EDF.

Sans doute ce curseur peut-il être vu plus comme une résultante d'un ensemble de facteurs et de contraintes que comme un objectif en soi. Il n'en est pas moins une balise essentielle de la stratégie internationale, révélatrice des choix du groupe quant à la répartition de ses forces entre le marché national et les marchés extérieurs, tout particulièrement dans un contexte de tension aiguë entre des contraintes fortes d'endettement et des besoins très importants d'investissements en France. Avec l'accroissement des besoins d'investissement dans les années à venir, l'équation de ce partage ne peut que devenir de plus en plus cruciale.

Avec pour ambition d'être le premier électricien mondial de référence, EDF justifie sa présence à l'étranger par la double nécessité d'aller chercher des perspectives de croissance sur les marchés extérieurs et de préserver les savoir-faire industriels du groupe. Le faible nombre d'échanges de cadres entre implantations en France et filiales à l'étranger montre cependant que l'internationalisation effective du groupe doit encore progresser. Compte tenu des besoins d'investissement en France, le partage des activités du groupe entre la France et l'étranger sera, dans l'avenir, une variable cruciale.

III. La contrainte financière hypothèque les marges de manœuvre à l'étranger

A. Le poids de l'endettement et des besoins d'investissements sur le marché national

Tableau n° 10 : L'évolution de l'endettement financier du groupe EDF de 2009 à 2014

<i>Évolution de l'endettement financier net du groupe – M€</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cash-flow opérationnel de l'année ⁸⁰	11 457	11 446	10 281	12 314	12 973	11 691
Flux annuel de trésorerie disponible (<i>free cash flow</i>) ⁸¹	242	- 309	-1 477	-2 714	-1 078	- 1 395
Emprunts et dettes financières EDF (au 31 décembre)	53 868	47 777	50 034	59 932	53 313	55 652
Dettes financières nettes (au 31 décembre)	42 496	34 389	33 285	41 575	35 462	34 208
Emprunts hybrides (au 31 décembre) ⁸²	0	0	0	0	6 125	10 095

Source : Cour des comptes d'après les documents de référence 2010 à 2013 et les comptes consolidés 2014

Si EDF est dans une situation plus favorable que celle de ses grands compétiteurs européens, sa situation financière en 2014 est tout aussi fragile qu'en 2009, avec une dette brute en augmentation (55,6 Md€ en 2014), comme le montre le tableau ci-dessus.

C'est pourquoi EDF a pour objectif prioritaire de rétablir la situation financière du groupe, notamment en parvenant à dégager un flux annuel positif de trésorerie disponible à partir de 2018.

Ce redressement est nécessaire à la fois pour assurer la crédibilité de l'entreprise et pour financer à terme les investissements très importants de renouvellement du parc nucléaire français (ceux nécessaires à la maintenance nucléaire en France passeraient de 3,7 Md€ en 2013 à 5,2 Md€ en 2016). Il a conduit la direction d'EDF à décider que toute nouvelle acquisition ne pourrait être financée que par cession d'actifs, et non par emprunt. Or les possibilités de cessions d'actifs ne sont pas légion, en France comme à l'étranger, du moins sans remise en cause draconienne du périmètre actuel des activités. Les principales possibilités pourraient concerner, à l'étranger, la participation dans la société américaine CENG (sortie prévue par l'accord) et la participation dans le suisse Alpiq.

⁸⁰ Le *cash flow* opérationnel (ou *Funds from operations* [FFO]) est égal au flux de trésorerie net dégagé par l'exploitation, hors variation du besoin en fonds de roulement, corrigé, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé. En 2009, le *cash flow* opérationnel s'est élevé à 11 457 M€, hors éléments non récurrents de 1 224 M€ (i.e. compte non tenu du versement de l'État à la suite de l'annulation de la décision du 16 décembre 2003 de la Commission européenne).

⁸¹ Pour les années 2013 et 2014, les montants indiqués sont ceux du *cash flow* après investissements nets.

⁸² Les emprunts hybrides sont comptablement enregistrés en capitaux propres et non en dettes. EDF a lancé, le 15 janvier 2014, plusieurs émissions en euros, pour un montant total de 2 750 M€, et une émission de 1 500 M\$ (1 102,65 M€ au cours du 15 janvier 2014 [1€ = 1,36036 US\$]).

B. L'adoption de critères plus sélectifs pour les opérations d'investissement, notamment à l'étranger

Jusqu'en 2011, EDF utilisait, pour ses décisions d'investissement⁸³, un critère de rentabilité fondé sur la valeur actuelle nette (VAN) des *cash flow* attendus durant la durée d'exploitation prévue du projet : la somme actualisée des flux de trésorerie attendus devait être supérieure à 10 % de l'investissement total du groupe dans le projet.

En septembre 2011, la direction a revu ce critère et adopté une nouvelle procédure plus sélective⁸⁴. Le principal critère utilisé est désormais le taux de rentabilité exigée, égal au coût moyen pondéré du capital (CMPC) du groupe modulé en fonction des risques pays et des métiers (notamment, selon le caractère régulé ou non régulé de l'activité). Révisé annuellement, ce taux est assorti d'une majoration de 3 % correspondant à l'objectif de création de valeur affiché par le groupe.

EDF souligne que le critère discriminant pour le choix de l'activité n'est donc pas la technologie de production d'électricité, mais l'existence d'un contrat de long terme ou l'exposition du projet aux prix de marché. Concrètement, un projet de centrale thermique avec un contrat sécurisé de long terme aura un taux de rentabilité exigée plus bas qu'une centrale hydraulique très exposée aux prix de marché.

Au demeurant, la période 2010-2014 n'a comporté aucune grande opération d'acquisition internationale (la prise de contrôle d'Edison s'analysant comme la prise de contrôle d'une filiale existante), et la création de capacités nouvelles de production a été très limitée, excepté pour des projets d'énergies renouvelables⁸⁵.

EDF indique, toutefois, que la direction financière est en train de revoir son dispositif de suivi de la rentabilité des investissements, participations et acquisitions à l'étranger dans trois directions : rentabilité actionnaire des filiales, rentabilité sur capitaux employés, contrôle *a posteriori* de la rentabilité des investissements par rapport aux objectifs initiaux.

⁸³ *Ex ante*, les projets d'investissement dont le montant d'engagement dépasse 50 M€ font l'objet d'un examen par le comité d'engagement du comité exécutif du groupe.

⁸⁴ Le rapport de la Cour consacré à EDF Énergies Nouvelles analyse les effets de ce changement de critère, qui concerne l'intégralité des filiales consolidées du groupe EDF, en France et à l'étranger (à l'exception de RTE). Selon le directeur général d'EDF Énergies Nouvelles, cité par le rapport, cette mise en comparaison de l'ensemble des projets du groupe freine les investissements dans les énergies renouvelables, la rentabilité exigée étant augmentée d'un point.

⁸⁵ Au Royaume-Uni, l'acquisition, en 2009, de British Energy a apporté une production d'environ 60 TWh par an. La construction de la centrale à gaz de West Burton B, de 2008 à 2013 (pour un montant de 820 M£), a procuré une capacité de 1 300 MWh. En Belgique, le développement a été principalement réalisé par l'acquisition de SPE-Luminus en 2009. En Pologne ainsi qu'en Hongrie et en Slovaquie, il n'y a pas eu de création de nouvelles capacités de production entre 2009 et 2013. En Asie, les derniers investissements ont été initiés en 2009 (Taishan et San Men Xia), à l'exception toutefois du partenariat annoncé en avril 2014 avec China Datang Corporation (prise de 49 % du capital d'une centrale supercritique de 2 000 MW à Fuzhou).

C. Les risques potentiels de certains investissements : le cas du projet britannique d'Hinkley Point C

a) Un équilibre économique réputé garanti par les termes du *Contract for Difference*

Aujourd'hui, l'énergie nucléaire couvre environ 18 % de la consommation d'électricité du Royaume-Uni. Cette part devrait atteindre près de 40 % d'ici 2030⁸⁶ selon le programme volontariste arrêté par le gouvernement britannique. Première pièce de ce programme, Hinkley Point C (HPC) est un projet de centrale nucléaire, porté par EDF Energy, dans le Somerset, au sud-ouest de l'Angleterre, à environ 260 km de Londres. Édifiés à côté de la centrale nucléaire existante d'Hinkley Point B (deux réacteurs de 880 MWe chacun), les deux réacteurs EPR de 1,6 GW d'Hinkley Point C, dont la mise en service est actuellement prévue en 2023 (après déjà plusieurs reports), seront la première centrale nucléaire construite au Royaume-Uni depuis plus de 20 ans (Sizewell a été la dernière, en 1995) et couvrira 7 % des besoins en électricité du Royaume-Uni, soit l'équivalent de l'alimentation de 5 millions de foyers. Sa durée de vie théorique sera d'au moins 60 ans. Le coût estimé du projet en 2014 est de 16 Md£ (18,9 Md€).

En octobre 2013, le groupe EDF et le gouvernement britannique sont parvenus à un accord sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement (*Contract for Difference* ou CFD). Ce contrat garantira à l'exploitant, pour une durée de 35 ans, un prix de vente (prix d'exercice) de 92,5 £/MWh (113 €)⁸⁷, avec un taux de retour de 9,9 %, et il sera assorti d'une garantie du Trésor britannique sur la dette contractée pour financer le projet, dans la limite de 65 % du coût global des travaux. Le prix d'exercice du MWh sera indexé sur l'inflation (indice des prix à la consommation). Le contrat comportera des clauses de protection contre certaines modifications imprévues d'ordre législatif ou réglementaire (la portée exacte de ces clauses n'est pas connue de la Cour).

L'accord conclu implique donc des prix de vente stables et prévisibles pour EDF Energy. Si les prix de marché de l'électricité dépassent le prix d'exercice prévu par le contrat, les consommateurs n'auront pas à payer plus. Si les prix de marché se situent en-dessous du prix d'exercice, l'exploitant recevra un paiement complémentaire. Selon EDF, le prix d'exercice reflète l'ensemble des coûts complets du projet, plus un taux de retour cible adapté à la nature des risques de celui-ci. La Commission européenne a donné son accord au projet.

Parallèlement, EDF a conclu, ou s'attache actuellement à finaliser, des accords de principe portant sur un partenariat avec AREVA et les groupes chinois China General Nuclear Corporation (CGN) et China National Nuclear Corporation (CNNC).

⁸⁶ Le Royaume-Uni fait face à une période décisive pour son avenir énergétique. D'ici 2025, plus de 40 % des centrales du Royaume-Uni devraient fermer alors que les besoins en électricité ne cessent de croître. De plus, les ressources britanniques en pétrole et en gaz sont en déclin.

⁸⁷ Selon EDF, les coûts de construction de la centrale d'Hinkley Point C ne seraient pas comparables à ceux de Flamanville pour différentes raisons : le statut de tête de série au Royaume-Uni, des fondations plus importantes dues à la nature du sol, des travaux maritimes plus compliqués par les courants de marées, un besoin accru d'infrastructures sur le site (notamment pour le stockage des déchets), une régulation différente qui impose par exemple des contrôles mécaniques et informatisés.

Les accords de partenariats et ceux relatifs à la construction de la centrale restent subordonnés à la finalisation des accords entre EDF et le gouvernement britannique et à la décision finale d'investissement. Pour autant, des dépenses conséquentes ont déjà été engagées pour la conception des réacteurs et la viabilisation des terrains, dépenses qui sont pour le moment entièrement portées par EDF, pour un montant cumulé de plus de 1,5 Md€ à la fin de 2013.

b) Un schéma de financement potentiellement risqué pour EDF

Bien que, au stade actuel, il ne s'agisse toujours que d'un projet non encore complètement finalisé, le montage envisagé illustre le poids - et la difficulté de le surmonter - de la contrainte financière à laquelle le groupe se trouve confronté dans son développement à l'étranger, tout particulièrement dans son domaine nucléaire de prédilection : compte tenu du montant de l'investissement, qu'EDF seul ne pourrait assumer, la solution est recherchée dans un partenariat, sous la forme d'une coentreprise (*joint-venture*) d'actionnaires (NNB HoldCo⁸⁸), afin de permettre un partage du coût et des risques.

EDF a, jusqu'à récemment, recherché une formule de déconsolidation comptable, apparemment désormais écartée, qui apparaissait contradictoire avec la réalité des risques et des engagements effectivement supportés par EDF, notamment en tant que responsable de la construction de la centrale et de la sûreté nucléaire. Qu'en serait-il réellement de sa responsabilité en tant que constructeur de la centrale – EDF sera *responsible designer* (concepteur responsable) –, ainsi que de sa responsabilité au regard de la sûreté nucléaire, si EDF n'était pas en situation de contrôle de l'entité porteuse du projet, mais seulement de co-contrôle⁸⁹ ?

L'expérience des retards de mise en service des centrales de Olkiluoto, Flamanville et Taishan peut évidemment susciter des interrogations quant à la capacité du projet Hinkley Point à tenir les délais initialement impartis. Or, si le coût du chantier dépassait le montant prévu, le surcoût serait à la charge d'EDF et de ses partenaires minoritaires, alors que, du fait du mécanisme prévu par le *Contract for Difference*, EDF verrait ses profits plafonnés, au bénéfice des consommateurs britanniques, en cas de surperformance.

Y compris pour les marchés, la déconsolidation comptable ne saurait être qu'un artifice dès lors que les comptes du groupe ne refléteraient pas la réalité de l'impact du projet sur les risques et les engagements financiers effectivement supportés par EDF (*a fortiori* si la participation d'EDF dans le projet atteint *in fine* 50 %). De la même façon, les contreparties industrielles du partenariat avec les deux groupes chinois doivent rester raisonnablement proportionnées aux enjeux du projet pour EDF, nonobstant son souci de contourner l'obstacle constitué par sa situation financière.

Enfin, l'impact potentiel pour l'État français du risque de pertes qu'EDF encourt dans des projets de cette taille nécessite que l'entreprise publique et sa tutelle l'aient préalablement analysé conjointement.

⁸⁸ Nuclear New Build Holding Company.

⁸⁹ La holding des actionnaires, NNB HoldCo, n'aurait pas été elle-même détentrice de la licence nucléaire. Celle-ci aurait été attribuée à une filiale, NNB Genco (Nuclear New Build Generation Company), dont NNB HoldCo aurait eu le contrôle.

L'endettement d'EDF, conjugué à la persistance, depuis 2010, d'un flux de trésorerie disponible (*free cash flow*) négatif, limite les capacités de développement du groupe à l'étranger, à plus forte raison dans un contexte de besoin d'investissements massifs dans le parc français. En témoigne le partenariat complexe envisagé pour financer et réaliser le projet de centrale nucléaire britannique d'Hinkley Point C, en dépit des garanties apportées par le gouvernement britannique. S'il ne s'agit pas, en l'état, d'une opération encore finalisée, la complexité même du montage évoqué et surtout la façon dont il pourrait impacter la responsabilité d'EDF suffisent à susciter de fortes interrogations.

IV. Les attentes de l'État et des autres actionnaires ont été peu directives

A. L'EXPRESSION DE L'ÉTAT AU SEIN DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

La situation de l'État vis-à-vis d'EDF est ambivalente : il fixe et met en œuvre la politique énergétique, et EDF est une entreprise publique, mais il s'agit d'une société cotée, et, ce faisant, il se trouve dans la posture particulière d'un actionnaire majoritaire d'un groupe d'envergure internationale ; dans le même temps, il a aussi la responsabilité de l'action publique dans les domaines du commerce extérieur et de la défense des intérêts économiques nationaux à l'étranger, ainsi évidemment que des intérêts stratégiques, sensibles notamment en matière nucléaire. D'où une difficulté intrinsèque, pour l'État et ses différentes incarnations, à mettre en cohérence et à exprimer clairement ses attentes, souvent contradictoires.

Dans ce contexte, le fait qu'EDF soit un groupe coté et que l'État en soit l'actionnaire majoritaire est, en raison des enjeux économiques financiers associés, une spécificité essentielle. Par voie de conséquence, le conseil d'administration, sa composition et la préparation de ses travaux constituent un instrument-clé pour l'action de l'État. Jusqu'en juin 2012, l'État était représenté au conseil d'administration par six administrateurs. Le décret n° 2012-406 du 23 mars 2012 modifiant le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Électricité de France a introduit un commissaire du Gouvernement qui assiste avec voix consultative au conseil d'administration et peut présenter ses observations à l'assemblée générale⁹⁰. Le représentant du ministre chargé de l'énergie – le directeur général de l'énergie et du climat – est ainsi passé du statut d'administrateur à celui de commissaire du Gouvernement. Par ailleurs, pour ce qui concerne les ministres financiers, le chef de la mission de contrôle économique et financier assiste également au conseil.

⁹⁰ Désigné par le ministre chargé de l'énergie, le commissaire du Gouvernement s'assure que les délibérations sont conformes aux orientations fixées par le Gouvernement et aux stipulations du contrat de service public prévues par l'article L. 121-46 du code de l'énergie. Il est chargé de signaler aux conseils et comités auxquels il participe les dispositions des projets de délibérations qui lui paraissent contraires à ces orientations et stipulations et, au cas où ces délibérations seraient adoptées, en informe le ministre chargé de l'énergie. Avec le commissaire du Gouvernement, l'État renoue avec une institution existant du temps de son statut d'établissement public industriel et commercial (EPIC), qui distingue l'État tuteur de l'État actionnaire.

Sans lever toutes les ambiguïtés, ce changement peut être considéré comme un progrès dans la mesure où les positions respectives des ministres chargés des finances et de l'énergie ont parfois divergé, avec pour conséquence, sans doute faute de concertation suffisante avant le conseil, des expressions dissonantes de la part des administrateurs de l'État concernés, à la surprise du reste du conseil. Les dossiers internationaux n'ont, en revanche, pas donné lieu à ce type de difficultés de coordination avec l'administrateur appartenant au ministère des affaires étrangères. Les autres administrateurs désignés par l'État relèvent de la catégorie des personnalités qualifiées-administrateurs indépendants.

Comme dans les autres conseils de ce type, le commissaire aux participations de l'État et directeur général de l'Agence des participations de l'État (APE) exerce *de facto*, en tant que représentant de l'État actionnaire, un rôle de chef de file des différentes administrations de l'État présentes au sein du conseil d'administration. Habituellement, avant chaque conseil, il s'assure de l'unité de vue des différentes administrations concernées, le cas échéant après que les arbitrages nécessaires ont bien été sollicités et rendus.

Sinon, pour EDF comme pour les autres participations de l'État, la coordination des positions ne repose pas sur une instance et une procédure formalisées particulières.

B. Le souci dominant du dividende

Dans l'ensemble, l'État s'est montré peu directif sur le volet international de la stratégie d'EDF. Ses représentants, comme les administrateurs indépendants, se sont principalement prononcés sur les dossiers d'opération qui leur ont été soumis, à partir des informations communiquées par EDF. Les propositions du groupe ont été discutées, mais, à quelques exceptions près, sans grands débats contradictoires, *a fortiori* en évoquant peu la stratégie, d'autant moins que celle-ci a été, de façon générale, plus prudente qu'offensive.

En fait, l'État et, au-delà, le conseil d'administration, ont été avant tout attentifs aux résultats globaux du groupe. La capacité du groupe à servir un dividende substantiel - entre 1,7 et 2 Md€ chaque année entre 2009 et 2013 - a été, durant la période 2009-2013, une référence majeure, y compris, sinon surtout, pour l'État, quand bien même les versements de ces dividendes impliquaient, en réalité, un surcroît d'endettement alors que la situation financière était pourtant fragile et les performances opérationnelles du groupe plutôt médiocres. En cela, les préoccupations de l'État ont rejoint celles des actionnaires minoritaires (15 % du capital), le montant du dividende étant un facteur de la valorisation du titre. Toutefois, il est vrai aussi que l'Agence des participations de l'État, entre autres, ne s'est pas moins régulièrement inquiétée de la capacité du groupe à financer sa politique de croissance externe compte tenu de l'insuffisance du *cash flow* dégagé.

L'évolution de la politique énergétique nationale, et notamment son inflexion annoncée à partir de mi-2012, ne semble pas avoir eu d'effet notable sur la stratégie internationale d'EDF, si ce n'est, peut-être, une incitation à renforcer la présence du groupe dans les énergies renouvelables, via EDF Énergies Nouvelles. Le développement de l'industrie nucléaire française à l'étranger est demeuré un objectif constant des pouvoirs publics comme d'EDF, voire un objectif renforcé par la perspective d'une réduction-plafonnement des capacités nationales.

C'est sans doute dans le domaine des projets nucléaires à l'étranger que les sollicitations de l'État ont été cependant les plus marquées, soit pour encourager les exportations (Royaume-Uni, Émirats Arabes Unis, Afrique du Sud, etc.), soit pour veiller au contrôle des accords de coopération technologique et industrielle (Chine, notamment). Encore faut-il, dans les deux cas de figure, relativiser la force des interventions de l'État durant cette période 2009-2013 : sur les marchés extérieurs, l'équipe de France du nucléaire s'est montrée particulièrement désunie, l'État ayant tardé à intervenir ; s'agissant des transferts de technologie, la réaction a aussi été assez tardive.

Si, de façon générale, EDF jouit d'une forte capacité d'autonomie vis-à-vis de sa tutelle étatique, l'État a, pour sa part, peu cherché à influencer sur la stratégie internationale du groupe, durant la période 2009-2013. Dès lors que celle-ci a été prudente et peu offensive, la préoccupation majeure de l'État actionnaire a été que le groupe continue à servir un dividende substantiel, malgré une situation financière fragile et même au prix d'un surcroît d'endettement. L'inflexion de la politique énergétique nationale à partir de 2012 n'a pas eu non plus d'incidence significative. Les projets nucléaires à l'étranger ont continué à être fortement encouragés.

V. Les choix industriels sont restés très liés aux métiers historiques d'EDF

A. La place particulière du nucléaire

La place privilégiée occupée par l'énergie nucléaire dans la stratégie internationale s'est plutôt renforcée au cours de la période, à la fois pour ce qui concerne les projets (Chine, Royaume-Uni, d'autres projets, en Pologne ou au Moyen-Orient, par exemple), mais aussi l'exploitation de centrales existantes (Royaume-Uni, Belgique). Le groupe entend valoriser son positionnement spécifique à la fois de concepteur, de constructeur et d'exploitant, dont l'accident de Fukushima a accru l'avantage compétitif.

De ce point de vue, les constructions-exploitations à l'étranger revêtent, pour les dirigeants d'EDF, un caractère stratégique autant comme moyen de préserver des compétences destinées, dans l'avenir, au marché national, que comme un vecteur de développement sur les marchés extérieurs. Cette vision apparaît en soi recevable, du moins à la condition de n'être finalement pas plus défensive qu'offensive. Considérer les investissements nucléaires à l'étranger avant tout comme le moyen de traverser une sorte de temps mort nucléaire en France ferait douter de la capacité du groupe à anticiper une évolution du mix énergétique en France.

B. Le poids limité des énergies renouvelables

EDF présente sa stratégie internationale comme complémentaire de ses activités en France qui restent le fondement de sa légitimité industrielle. Son positionnement d'ici 2020 table sur un mix énergétique diversifié : 50 % de nucléaire, 25 % de thermique et 25 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables ; et une capacité de production hors France qui augmenterait de 50 % entre 2010 et 2020. Ceci suppose naturellement qu'EDF se développe dans les énergies renouvelables. Le scénario de croissance prudent, pour ces énergies, est de 30 à 35 GW par an pendant les 20 prochaines années. Dans ce domaine, le développement à l'étranger est crucial compte tenu des difficultés sur le marché français et dans une large mesure sur le marché européen : tarifs de rachat en baisse dans le photovoltaïque, contraintes de développement renforcées dans l'éolien. L'*off shore* ouvre, quant à lui, des perspectives positives, en Europe pour l'essentiel actuellement, mais sur un marché quantitativement limité et à des coûts élevés.

Néanmoins, cette volonté affichée de développement dans les énergies nouvelles est, en l'état, contredite par deux constats :

- la place, sinon marginale, du moins toujours singulière, faite à la filiale EDF-Énergies Nouvelles, certes devenue une filiale à 100 %, mais restée à la périphérie du groupe et dont les choix de développement à l'étranger n'ont guère pris en compte, jusqu'à aujourd'hui, la stratégie globale du groupe à l'étranger ;
- les moyens consacrés par le groupe aux énergies nouvelles restent modestes, alors qu'il s'agit d'énergies encore peu matures, dont les investissements ne sont amortis que sur une vingtaine d'années ; le frein financier est donc majeur, nonobstant la contrainte globale d'endettement à laquelle EDF est soumis.

C. Les incertitudes gazières

a) Les synergies entre Edison et le reste du groupe ne sont pas démontrées

Parmi les grands électriciens européens, le groupe EDF était le moins présent sur la chaîne gazière à un moment où le gaz était pourtant devenu l'énergie de bouclage⁹¹ du système électrique européen et l'un des déterminants principaux du prix de l'électricité. Il en est résulté la disparition des gaziers purs et le développement du *trading* (commerce) gaz-électricité chez certains électriciens.

EDF a initialement souhaité combler ce retard en s'engageant dans une stratégie gazière de rattrapage. Les objectifs étaient alors de se positionner face à ses concurrents sur le segment des offres duales, mais aussi d'approvisionner les centrales du groupe, d'élargir le mix énergétique, de saisir les opportunités de développement dans le monde et d'étoffer les activités d'arbitrage.

⁹¹ L'énergie de bouclage est définie comme la ressource, disponible en grande quantité, mobilisée en période de pointe.

La montée en puissance dans Edison s'inscrivait dans cette perspective et visait aussi à compléter les positions qu'EDF cherchait à se construire au nord de l'Europe, en Russie (partenariat avec Gazprom dans le projet South Stream⁹²) et dans les infrastructures gazières (diversification GNL par les terminaux méthanier de Dunkerque et Rovigo).

Le segment des offres duales correspondait, en particulier, à l'ambition d'EDF sur le marché français du gaz, désormais ouvert à la concurrence. Toutefois, comme sur le marché de l'électricité, c'est le fournisseur historique, en l'occurrence GDF Suez, qui a conservé une position largement dominante. À la fin de 2013, si EDF affichait un portefeuille de 4 millions de clients gaz en Europe, ceux-ci n'étaient que 780 000 en France - soit une part de marché d'environ 4 % - pour 584 000 en Italie, 2 millions au Royaume-Uni et 558 000 en Belgique. Sa capacité installée en matière gazière était à la fin de 2012 de 11 GW.

Lorsque le groupe a pris le contrôle d'Edison, en 2012, les objectifs affichés n'ont d'ailleurs plus fait référence au marché français. EDF expliquait alors vouloir :

- consolider sa position sur l'un des marchés-clés thermiques européens ;
- renforcer ses capacités d'approvisionnement en gaz ;
- dégager des synergies opérationnelles et financières, via l'appui d'EDF pour la renégociation des contrats gaziers et l'adossement d'Edison (4,0 Md€ de refinancement) au bilan d'EDF ;
- constituer une plate-forme de développement du groupe EDF dans le bassin méditerranéen, pour la production thermique à flamme et le petit hydraulique.

Les deux, voire les trois, premiers objectifs témoignent d'une ambition gazière, mais on en voit mal les retombées industrielles concrètes pour le groupe. EDF n'a fourni aucune donnée chiffrée ni aucun élément précis permettant notamment de comprendre et de mesurer l'impact des positions ainsi acquises sur l'approvisionnement en gaz de ses centrales. Au contraire, dans le cas du terminal méthanier de Dunkerque décidé en juin 2011 (65 % EDF, 25 % Fluxys, 10 % Total), la mise en service étant prévue en 2015, le groupe peine à passer des contrats d'approvisionnement permettant d'occuper ces capacités, au point que la situation pourrait conduire à déprécier l'actif.

La stratégie gazière d'EDF semble donc procéder plus d'une logique de diversification que d'une logique d'intégration. Ce n'est pas critiquable en soi, mais une clarification des attentes placées par EDF dans cette activité est d'autant plus nécessaire que la renégociation périodique des contrats gaziers induit une volatilité structurelle des résultats d'Edison.

b) L'exploration-production est loin du cœur de métier d'EDF

Les conditions de la montée au capital d'Edison, avec la cession de la participation dans la filiale de production Edipower, ont fait d'Edison une entreprise dont 45 % de l'EBITDA sont apportés par ses activités d'exploration-production gazières et pétrolières. L'entreprise est un acteur historique dans ce secteur depuis les années 1950. EDF se trouve ainsi en situation de devoir continuer à investir dans un type d'activités par nature risqué et consommateur de capitaux, pour préserver la contribution d'Edison au groupe.

⁹² En Russie, EDF est devenu actionnaire à 15 % de la partie sous-marine (en Mer Noire) du projet de gazoduc South Stream, qui a été stoppé unilatéralement par la Russie à la fin de 2014 (EDF a été intégralement remboursé de sa participation). Par ailleurs, EDF et Gazprom ont conclu un accord pour construire ou acquérir en Europe, à parts égales, des centrales au gaz approvisionnées par Gazprom.

De l'avis même d'EDF (extrait du comité de la stratégie de novembre 2013), l'exploration-production d'hydrocarbures est une activité en tant que telle qui répond à ses propres logiques de développement, de rentabilité et de contrôle des risques. Elle tend, par exemple, à favoriser autant que possible la production de pétrole. L'interaction avec les activités de portefeuille et d'infrastructures liées aux approvisionnements gaziers intervient lorsque la production est gazière et proche des marchés aval du groupe, comme cela est le cas en Italie. Il peut alors y avoir des synergies entre les deux activités. Cependant, cette interaction n'est pas un moteur primordial de l'activité E&P⁹³. En outre, cette activité contribue à la connaissance fine de la formation du prix des hydrocarbures (qui est un élément directeur du prix de l'électricité en Europe et dans le reste du monde) et, dans certaines régions isolées pourvues d'hydrocarbures, est nécessaire pour le développement de projets de centrales électriques à gaz⁹⁴.

D. La montée en puissance des services

Dans les services, EDF affiche une réelle volonté de montée en puissance, mais celle-ci en est à ses débuts dans un champ d'activités où, notamment à l'étranger, le groupe est en retard.

En premier lieu, EDF veut consolider la position de Dalkia, déjà leader français en matière de services énergétiques, en développant la nouvelle thématique de l'efficacité énergétique, qu'il s'agisse d'optimiser les performances énergétiques des bâtiments, des équipements, des infrastructures ou des processus industriels. Cette consolidation passe notamment par une réorganisation de certaines sociétés du groupe EDF autour de Dalkia. Ainsi, le 23 février 2015, EDF Optimal Solutions a annoncé qu'il rejoignait la société Dalkia. Le 4 mars 2015, Verdesis, spécialiste de la production de biogaz, a été racheté par Dalkia à EDF Énergies Nouvelles.

Par ailleurs, EDF entend, à terme, développer Dalkia hors de l'Hexagone, à l'issue de la période de trois ans et demi durant laquelle EDF s'est engagé à ne pas s'implanter dans les pays où Dalkia international, resté sous contrôle de Véolia, était présent à la fin de 2013 ; ceci, même s'il n'existe pas de clause de non-concurrence dans le contrat passé entre EDF et Véolia. Là encore des regroupements pourraient être pertinents entre Dalkia et des sociétés propriété d'EDF à l'étranger, telles que Fenice en Italie, Tiru (gestion des déchets, en France mais aussi au Royaume-Uni et au Canada) et EDF Polska.

EDF considère Dalkia comme un actif stratégique compte tenu des perspectives de croissance de la demande des services énergétiques (réseaux intelligents, éco-quartiers, etc.) dans le contexte d'un marché saturé de la production d'électricité. Le marché des services énergétiques et d'efficacité énergétique en France est, en effet, porteur. Estimée par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) à 7,2 Md€, il croîtrait à un rythme annuel de 5 à 6 %. En revanche, les cultures des deux entreprises, EDF d'un côté, Dalkia de l'autre, diffèrent, et les synergies restent à construire.

⁹³ Exploration et production.

⁹⁴ Selon EDF, en Méditerranée notamment, la présence simultanée du groupe dans l'*upstream* et le *midstream* gaz (infrastructures et approvisionnement) et l'électricité est un facteur important, facilitant grandement son acceptabilité dans les différents pays de la région (Égypte, Grèce, Algérie, Turquie, Méditerranée orientale), et un facteur de différenciation.

Les choix industriels d'EDF à l'étranger restent très liés aux métiers historiques du groupe en France. Les investissements nucléaires y sont vus comme un moyen de préserver des compétences aujourd'hui inemployées en France. Comme sur le territoire national, le poids des énergies renouvelables y reste limité, et le développement dans le secteur des services, à partir de Dalkia, est à peine amorcé hors de France. Quant à la stratégie gazière, appuyée sur Edison, les synergies et retours attendus apparaissent aujourd'hui incertains, en particulier parce que ces activités sont fortement consommatrices de ressources (renégociations permanentes des contrats de gaz, investissements en capitaux pour l'exploration-production).

VI. La géographie des marchés cibles gagnerait à être mieux justifiée

A. Le choix de l'Europe en dépit du manque de perspectives industrielles significatives

EDF donne résolument la préférence à l'Europe, en ciblant trois pays : le Royaume-Uni et l'Italie, ainsi que la Pologne. Pour autant, ses propres analyses stratégiques tempèrent les raisons invoquées à l'appui de ce tropisme européen.

Ainsi est-il souligné (comité de la stratégie du 10 juillet 2014) que le système électrique européen est aujourd'hui confronté à des surcapacités massives de production et que le renouvellement des centrales actuelles, thermiques ou nucléaires, n'interviendra de façon significative qu'après 2030. À court terme (entre 2015 et 2020), des déclassements significatifs ne devraient intervenir qu'en Pologne et au Royaume-Uni. Il faudra attendre 2030-2035 pour qu'existent de forts besoins d'investissements de renouvellement en France et dans toute l'Europe. Ce besoin est évalué à 40 % de la capacité actuelle du parc thermique, mais EDF s'abstient de toute prévision pour le renouvellement du parc nucléaire. Entre-temps, le groupe est ainsi amené, lui-même, à considérer qu'un développement hors d'Europe sera nécessaire afin de rester un électricien de référence dans les 10-15 ans à venir pour entretenir et enrichir ses compétences.

Par ailleurs, dans le même temps, la présence en Italie soulève des interrogations, et les projets en Pologne tardent à déboucher, hors l'acquisition par Dalkia du groupe polonais Zakłady Energetyki Ciepłej (ZEC) Katowice, producteur et distributeur de chaleur en Haute-Silésie.

B. Une grande prudence hors d'Europe

Hors d'Europe, les pays cibles sont réputés choisis à partir des avantages comparatifs-clés, avec une approche prudente fondée sur une analyse de leur attractivité, tout en restant pragmatique dans un environnement de compétition forte avec des taux de succès faibles. EDF distingue à ce titre les pays-clés (Chine, Russie, Brésil) par leur taille, les opportunités qu'ils présentent et leur rôle dans l'approvisionnement en combustible, et les pays d'opportunités, demandeurs de compétences spécifiques, disposant de ressources énergétiques, présentant un potentiel de développement rapide sur au moins un de nos métiers et pouvant, à long terme, pour certains d'entre eux, devenir des pays-clés.

Cette approche opportuniste et pragmatique, très large en termes de pays cibles et de métiers concernés, et sans être assortie d'objectifs chiffrés (par pays ou de production par type d'énergie), laisse interrogatif dans un contexte mondial où les marchés asiatiques ou latino-américains, plus ouverts que le marché chinois, affichent des perspectives de croissance autrement plus engageantes que l'Europe, et où, par ailleurs, les contraintes financières propres à EDF lui imposent une sélectivité accrue dans ses choix de développement.

Le nouveau président d'EDF, M. Jean-Bernard Lévy, affiche, toutefois, la volonté de rechercher des domaines de développement hors d'Europe pour maintenir et développer ses compétences sur l'ensemble des technologies et services dans les pays qui ont des besoins immédiats.

La préférence donnée par EDF, pour son développement international, à l'Europe et, en son sein, au Royaume-Uni, à l'Italie et à la Pologne devrait être mieux justifiée alors que les perspectives, plutôt sombres, des marchés énergétiques européens contrastent avec les taux de croissance de certains marchés asiatiques ou latino-américains plus ouverts que le marché chinois. De façon générale, un meilleur ciblage des activités, zone par zone, paraît s'imposer, en retenant des priorités adaptées aux contraintes financières du groupe et en se gardant des risques de dispersion et d'opportunisme dans le choix des investissements.

ANNEXES

Annexe 1 : Liste des abréviations

Annexe 2 : Organigramme d'EDF Groupe (au 31 décembre 2014)

Annexe 3 : Organigramme d'EDF International (au 31 décembre 2014)

Annexe 4 : Périmètre de consolidation au 31 décembre 2013

Annexe 5 : Les effectifs du groupe à l'international

Annexe 6 : La contribution des activités internationales d'EDF au chiffre d'affaires et à l'EBE d'EDF

Annexe 7 : Les résultats d'EnBW

Annexe 8 : Les pertes de valeurs

Annexe 9 : Le mix énergétique d'EDF en France et à l'étranger

Annexe n° 1 : Liste des abréviations

APE : Agence des participations de l'État

CAPEX : *Capital Expenditure* (dépenses d'investissements corporels et incorporels)

CCG : cycle combiné gaz

CENG : Constellation Energy Nuclear Group

CMPC : coût moyen pondéré du capital (équivalent du WACC, Weighted Average Cost of Capital)

EBE : excédent brut d'exploitation

EBITDA : Earnings before Interest, Taxes Depreciation and Amortization (équivalent de l'EBE)

EDF : Électricité de France

EDF EN : EDF Énergies Nouvelles

EnBW : Energie Baden-Württemberg AG

GWe : gigawatt électrique

HPC : Hinkley Point C

NNB GenCo : Nuclear New Build Generation Company

NNB HoldCo : Nuclear New Build Holding Company

OPEX : *Operating Expenditure* (dépenses d'exploitation)

OEW : Oberschwäbische Elektrizitätswerke

ROCE : *Return On Capital Employed*

RWE : Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG

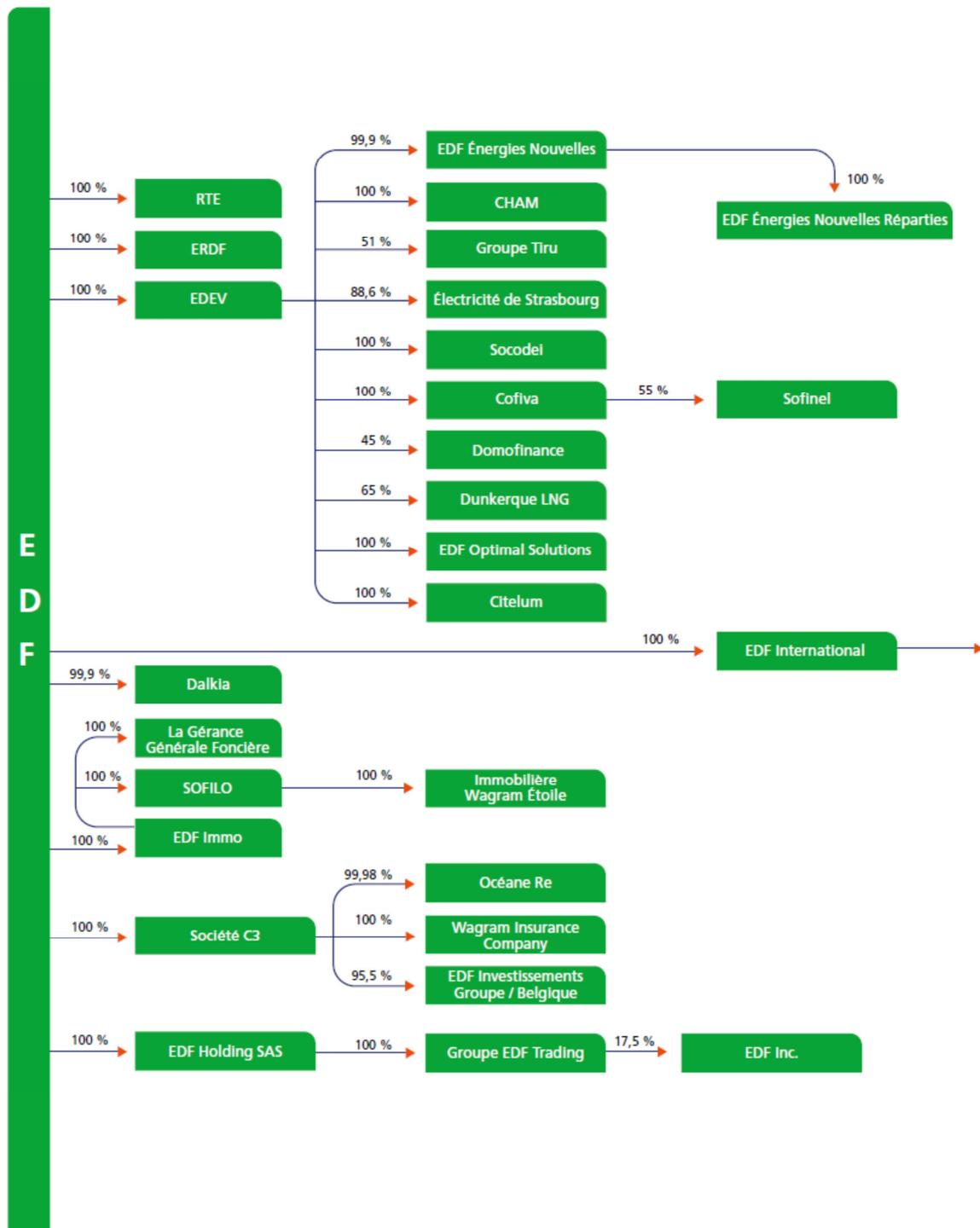
SPE : Société de production d'électricité (belge)

SSE : Stredoslovenská Energetika, a. s.

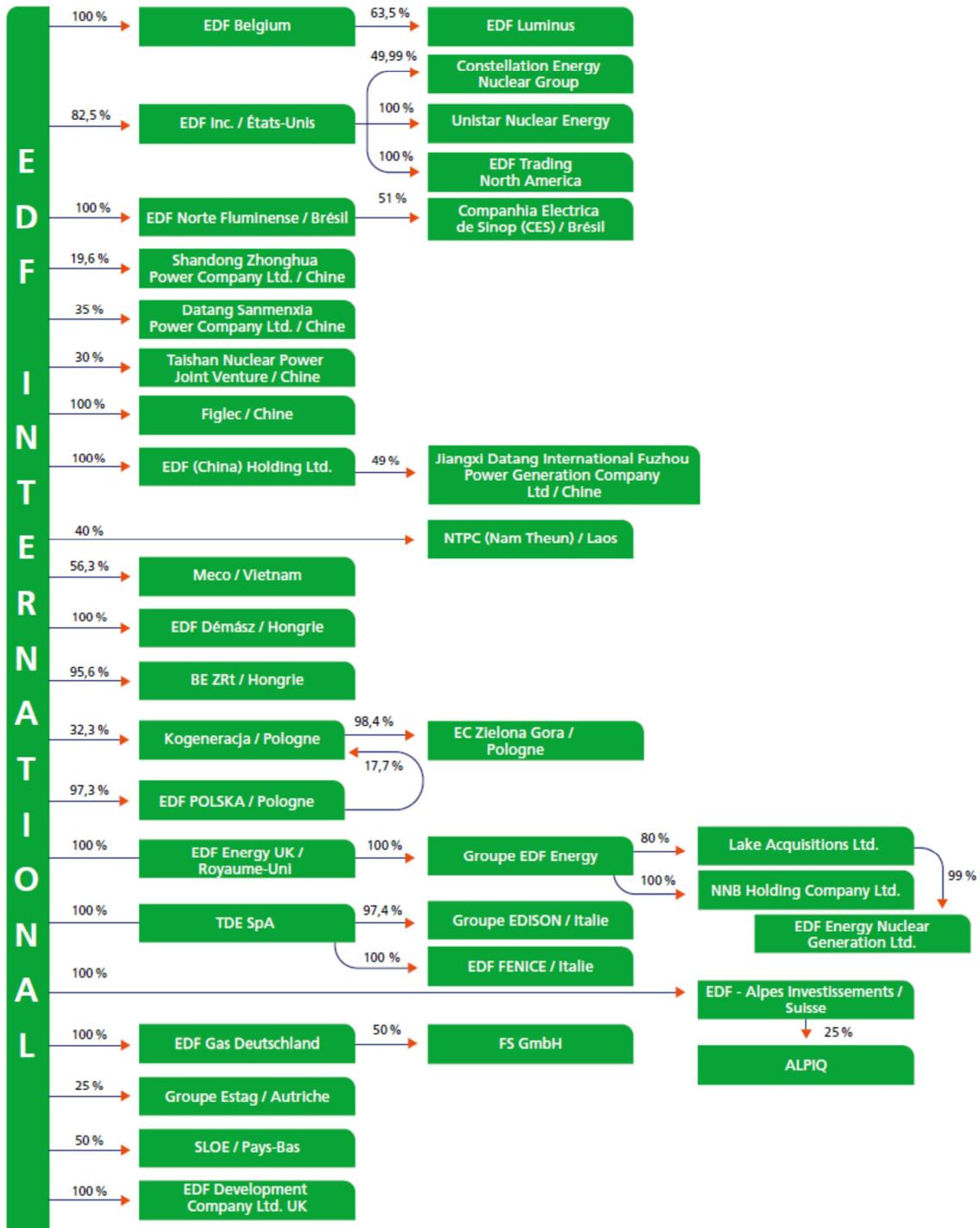
TRI : taux de rentabilité interne

TWh : térawatt heure

Annexe n° 2 : Organigramme d'EDF Groupe (au 31 décembre 2014)



Annexe 3 : Organigramme d'EDF International (au 31 décembre 2014)



Annexe 4 : Périmètre de consolidation au 31 décembre 2014

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		100,00	100,00	P
Royaume-Uni				
EDF Energy plc. (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA) ⁽¹⁾		100,00	–	A
Transalpina di Energia SRL (TdE) ⁽¹⁾		–	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA ⁽¹⁾		–	100,00	A
Fenice Qualita'Per L'Ambiente SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	63,53	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	–	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erömu ZRt (Bert)	Hongrie	95,62	95,62	P
EDF Démasz ZRt.	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Wybrzeże SA ⁽²⁾	Pologne	–	99,87	P
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,26	96,93	A
EDF Polska SA ⁽²⁾	Pologne	97,26	96,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,51	49,38	P, D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	48,72	48,59	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) En 2014, les sociétés TdE SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former TdE SpA.

(2) En 2014, la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	34,00	A
Citelum	France	100,00	34,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd.	Royaume-Uni	–	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	95,51	95,51	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

Annexe 5 : Les effectifs du groupe à l'international

Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

	2014	2013	2012
EDF Energy (Royaume-Uni)	14 716	15 162	15 153
EDF Trading (Royaume-Uni)	1 011	1 028	1 025
Edison (Italie)	3 101	3 240	3 248
Autres filiales étrangères :	7 226	9 545	10 986
Europe de l'Est	4 257	4 699	6 015
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	2 804	3 350	3 450
Asie-Pacifique	76	74	75
Amériques	89	1 422	1 446
TOTAL INTERNATIONAL	26 054	28 975	30 412

**Annexe 6 : La contribution des activités internationales d'EDF au chiffre d'affaires
et à l'EBE d'EDF**

**Tableau n° 1 : La contribution des activités internationales d'EDF au chiffre d'affaires
d'EDF**

<i>Résultats d'EDF – M€</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Chiffre d'affaires	66 336	65 165	65 307	72 729	75 594	72 874
EBE	17 466	16 623	14 824	16 084	16 765	17 279
Résultat net part du groupe*	3 905	1 020	3 010	3 316	3 517	3 701
Résultat net courant**	4 085	1 249	3 387	3 557	4 117	4 852

Source : EDF, documents de référence 2010-2013

* Le résultat net part du groupe correspond au résultat net du groupe déduit de la part du résultat des filiales consolidées par intégration globale qui revient aux actionnaires minoritaires et non pas à la société-mère du groupe.

**Le résultat net courant correspond au résultat net part du groupe hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts

Annexe 7 : Les résultats d'EnBW

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats d'EnBW :

Tableau n° 2 : La part consolidée d'EnBW par intégration proportionnelle

M€ (EnBW - part consolidée par intégration proportionnelle 46,07%)	2009	2010 ¹⁾
CA	7 195	n.a
EBE (EBITDA)	1 193	n.a
Résultat Net	286	380
Cash Flow opérationnel	870	n.a
Free Cash Flow	619	n.a
Investissements Corporels et Incorporels	593	n.a
Emprunts et Dettes financières	3 416	n.a
Dettes financière nette	2 644	n.a
Rentabilité (ROCE EnBW en %)	15,5	14,5

- 1) EnBW n'est plus consolidée à compter du 06 décembre 2010 par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés d'EDF, mais sa contribution figure sous les rubriques « actifs détenues en vue de la vente » et « passifs détenus en vue de la vente » et est traité en « activités en cours de cession » au compte de résultat et dans le tableau de flux de trésorerie conformément à la norme IFRS 5.

Source : Document de Référence EDF 2009 et 2010, présentation EDF du 6 décembre 2010

Tableau n° 3 : Les résultats d'EnBW

M€ (EnBW - 100%)	2009	2010
CA	15 564	17 509
EBE (EBITDA)	2 748	3 279
Résultat Net	768	1 170
Cash Flow opérationnel	2 443	2 560
Free Cash Flow	1 292	1 060
Investissements Corporels et Incorporels ¹⁾	1 309	1 625
Emprunts et Dettes financières	7 135	7321
Dettes financière nette	5 763	5 641
Rentabilité (ROCE EnBW en %)	15,5	14,5

- 1) Hors investissements dans des participations dans des sociétés qui s'élevaient à 3 065 M€ en 2009 et 703 M€ en 2010

Source : Rapport annuel 2010 d'EnBW

Annexe 8 : Les pertes de valeurs

Tableau n° 4 : Les principales pertes de valeurs des filiales internationales entre 2009 et 2013

Pertes de valeur (en M€)	2009	2010	2011	2012	2013	Total
UK	0	(397)	0	(234)	(7)	(638)
Italie	(43)	(193)	(981)	(98)	(89)	(1 404)
Allemagne	(61)	(85)	0	0	0	(146)
Autre International	(5)	(1 024)	(372)	(652)	(975)	(3 028)
Total	(109)	(1 699)	(1 353)	(984)	(1 071)	(5 216)

Source : EDF

Ces pertes de valeurs correspondent aux actifs suivants :

- Au Royaume-Uni, le total de 638 M€ de pertes de valeur sont constituées de 397 M€ sur les centrales charbons⁹⁵, de 160 M€ sur la centrale de West Burton B et de 81 M€ sur la centrale de Sutton Bridge ;
- En Italie, 1 154 M€ de pertes de valeur sont imputées sur Edison, principalement en 2010-2011 (dont 510 M€ sur le goodwill) ; et 250 M€ (dont 117 M€ de dépréciation de goodwill en 2010) de pertes de valeur concernent Fenice, dont certains contrats historiques n'ont pas été renouvelés ;
- En Allemagne, 146 M€ de pertes de valeur ont été enregistrées en 2009-2010 (SWD, EWE) ;
- Les États-Unis cumulent 1 472 M€ de pertes de valeur, dont 929 M€ en 2010 pour les activités nucléaires (CENG et Unistar) ;
- Alpiq représente 852 M€ de pertes de valeur (enregistrées en quote-part résultat des entreprises associées, donc pour un montant net d'impôts) de 2011 à 2013 ;
- Des capacités de production ont été arrêtées en Belgique, ce qui a eu pour conséquence une perte de 236 M€ sur les actifs d'EDF Luminus en 2013 ;
- En Pologne, la suspension pour faible rentabilité du projet polonais de centrale à charbon supercritique (Ruda) devant remplacer quatre centrales d'EDF Polska s'est traduite en une perte de valeur de 127 M€ ;
- EDF a passé 174 M€ de pertes en 2013 pour la centrale de SLOE aux Pays-Bas.

⁹⁵ Les faibles niveaux des prix du CO2 et du charbon ont entraîné des difficultés pour les exploitants britanniques de centrales électriques au gaz, notamment EDF Energy qui n'a pas obtenu les marges espérées en raison de la concurrence des centrales au charbon dont les coûts d'approvisionnement ont baissé. Avant même la mise en service en 2013 de la centrale Weston Sutton (cycle combiné gaz), une dépréciation de 160 M€ avait été décidée dans les comptes 2012. Une dépréciation en 2012 de 74 M€ concerne la centrale au gaz Sutton Bridge devant être cédée conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne. En 2010, les centrales gaz acquises et les stocks avaient déjà été dépréciés de 397 M€ et de 136 M€.

Tableau n° 5 : Les pertes de valeur sur actifs incorporels et corporels (hors goodwill) en 2014

Entités	Montant (en M€)
EDF Luminus	-305
Royaume-Uni (CCGT et stockage gaz)	-169
Italie (actifs d'Edison)	-167
EDF EN	-127
Allemagne (stockage de gaz)	-46
Autres	-77
<i>Sous-total hors entités mises en équivalence</i>	<i>-891</i>
Alpiq	-206
CENG	-122
Total	-1 219

Source : EDF, états financiers consolidés 2014.

Annexe 9 : Le mix énergétique d'EDF en France et à l'étranger

Tableau n° 6 : La production d'électricité par métier et par segment géographique

Production 2014 (TWh)	FRANCE	TOTAL international	Royaume- Uni	Italie	Autres international
Nucléaire	415,9	61,8	56,3	0	5,5
Thermique	6,9	67,9	24,28	12,7	30,5
Energie renouvelables	37,5	7,2	0,42	5,8	0,8
Total	460,3	136,8	81	18,5	36,8

Source : Document de référence groupe EDF 2014

Tableau n° 7 : La répartition des métiers par pays

% Production 2014	FRANCE	TOTAL international	Royaume- Uni	Italie	Autres international
Nucléaire	90 %	45 %	70 %	0 %	15 %
Thermique	1 %	50 %	30 %	69 %	83 %
Energie renouvelables	8 %	5 %	1 %	31 %	2 %
Total	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Source : Document de référence groupe EDF 2014



Le Président-Directeur Général

Paris, le 08 janvier 2016

Monsieur Didier MIGAUD
Premier Président
COUR DES COMPTES
13 rue Cambon
75100 Paris Cedex 01

Monsieur le Président,

J'ai pris connaissance du Rapport particulier de la Cour relatif à la stratégie internationale d'EDF pour les exercices 2009 à 2014, que vous avez bien voulu me faire parvenir le 29 décembre dernier. Je vous en remercie.

Les travaux de la Cour ont fait l'objet de nombreux échanges entre les magistrats rapporteurs et leurs interlocuteurs au sein du Groupe EDF, sans qu'il soit nécessaire d'ajouter au Rapport. Ils mettent en évidence le jeu de contraintes auxquelles l'entreprise est confrontée dans son déploiement à l'international et donnent la mesure du chemin à parcourir pour renforcer sa dimension internationale.

Je voudrais revenir sur EDF EN et le développement par le Groupe des énergies nouvelles. Entre 2010 et 2014, EDF EN a doublé sa capacité installée, passant de 2,5 GW à 5,1 GW nets. L'Amérique du Nord et l'Europe ont été deux zones privilégiées, là où les investissements étaient, dans des conditions de rentabilité satisfaisantes, les plus pertinents. Le montant des capitaux mobilisés par EDF à cet effet n'a pas été modeste et l'ingénierie financière a été mise à profit pour en maximiser les effets de levier. L'objectif d'EDF est de poursuivre cette dynamique et d'être ainsi un acteur déterminant de la transition énergétique.

Pour ce qui le concerne, EDF s'attachera à mettre en œuvre les recommandations formulées dans le Rapport.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de ma considération la plus distinguée.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and lines, identifying Jean-Bernard LEVY.

Jean-Bernard LEVY