

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2016**

Comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2016	S1 2015 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	5	36 659	38 873
Achats de combustible et d'énergie		(18 764)	(19 972)
Autres consommations externes		(3 991)	(4 082)
Charges de personnel		(6 333)	(6 401)
Impôts et taxes		(2 727)	(2 674)
Autres produits et charges opérationnels	6	4 100	3 403
Excédent brut d'exploitation		8 944	9 147
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>		(77)	24
Dotations aux amortissements		(3 916)	(4 375)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(15)	(55)
(Pertes de valeur)/reprises	7	(300)	(474)
Autres produits et charges d'exploitation	8	(124)	269
Résultat d'exploitation		4 512	4 536
Coût de l'endettement financier brut		(953)	(1 086)
Effet de l'actualisation	9	(1 367)	(1 409)
Autres produits et charges financiers		1 096	1 347
Résultat financier	9	(1 224)	(1 148)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 288	3 388
Impôts sur les résultats	10	(960)	(985)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	13	(162)	201
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		2 166	2 604
Dont résultat net - part du Groupe		2 081	2 514
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		85	90
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		0,88	1,14
Résultat dilué par action		0,88	1,14

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 30 juin 2015, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 477 millions d'euros.

Etats du résultat global consolidé

	S1 2016			S1 2015		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	2 081	85	2 166	2 514	90	2 604
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute ⁽¹⁾	(132)	-	(132)	(367)	-	(367)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	46	-	46	94	-	94
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	2	-	2	(9)	-	(9)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	(84)	-	(84)	(282)	-	(282)
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute ⁽¹⁾	904	11	915	(905)	9	(896)
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	3	(4)	(1)	(43)	(2)	(45)
Juste valeur des instruments de couverture - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(7)	-	(7)	-	-	-
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	900	7	907	(948)	7	(941)
Ecarts de conversion des entités contrôlées	(2 291)	(358)	(2 649)	1 992	283	2 275
Ecarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	(101)	-	(101)	412	-	412
Ecarts de conversion	(2 392)	(358)	(2 750)	2 404	283	2 687
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(1 576)	(351)	(1 927)	1 174	290	1 464
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	461	(28)	433	(339)	(28)	(367)
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	(208)	7	(201)	82	5	87
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(320)	-	(320)	26	-	26
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(67)	(21)	(88)	(231)	(23)	(254)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	(67)	(21)	(88)	(231)	(23)	(254)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	(1 643)	(372)	(2 015)	943	267	1 210
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	438	(287)	151	3 457	357	3 814

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 17.4.1 et 17.4.2.

Bilans consolidés

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2016	31/12/2015
Goodwill	11	9 180	10 236
Autres actifs incorporels		7 540	8 889
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	12	52 172	51 600
Immobilisations en concessions des autres activités	12	7 786	7 645
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	12	68 854	71 069
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	13	10 667	11 525
Actifs financiers non courants	14	34 976	35 238
Autres débiteurs non courants	16	2 029	1 830
Impôts différés actifs		3 505	2 713
Actif non courant		196 709	200 745
Stocks		14 010	14 714
Clients et comptes rattachés	15	20 950	22 259
Actifs financiers courants	14	26 048	27 019
Actifs d'impôts courants		157	1 215
Autres débiteurs courants	16	9 457	8 807
Trésorerie et équivalents de trésorerie		2 984	4 182
Actif courant		73 606	78 196
Actifs détenus en vue de leur vente		-	-
TOTAL DE L'ACTIF		270 315	278 941

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2016	31/12/2015
Capital	17	1 007	960
Réserves et résultats consolidés		33 711	33 789
Capitaux propres - part du Groupe		34 718	34 749
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 896	5 491
Total des capitaux propres		39 614	40 240
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		41 741	44 825
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		1 456	1 447
Provisions pour avantages du personnel		20 880	21 511
Autres provisions		1 955	2 190
Provisions non courantes	18.1	66 032	69 973
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	19	45 392	45 082
Passifs financiers non courants	20.1	49 903	54 159
Autres créditeurs non courants	21	5 362	5 126
Impôts différés passifs		4 243	4 122
Passif non courant		170 932	178 462
Provisions courantes	18.1	5 284	5 354
Fournisseurs et comptes rattachés		10 333	13 284
Passifs financiers courants	20.1	19 511	17 473
Dettes d'impôts courants		1 361	506
Autres créditeurs courants	21	23 280	23 622
Passif courant		59 769	60 239
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente		-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		270 315	278 941

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2016	S1 2015
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 288	3 388
Pertes de valeur / (reprises)		300	474
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		4 308	4 688
Produits et charges financiers		462	551
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		210	241
Plus ou moins-values de cession		(447)	(913)
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 720)	(588)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 401	7 841
Frais financiers nets décaissés		(800)	(911)
Impôts sur le résultat payés		638	(781)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		6 239	6 149
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		222	82
Investissements incorporels et corporels		(6 577)	(7 259)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		79	270
Variations d'actifs financiers		(584)	423
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(6 860)	(6 484)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾		2	30
Dividendes versés par EDF	17.2	(81)	(1 268)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(119)	(141)
Achats/ventes d'actions propres		4	(13)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(194)	(1 392)
Emissions d'emprunts		638	2 539
Remboursements d'emprunts		(1 019)	(2 329)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	17.3	(401)	(397)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		69	69
Subventions d'investissement reçues		405	279
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(308)	161
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(502)	(1 231)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 123)	(1 566)
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 123)	(1 566)
Incidence des variations de change		(99)	(120)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		7	8
Incidence des reclassements		17	11
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A LA CLOTURE		2 984	3 034

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

Variations des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2016 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 01/01/2016	960	(38)	4 349	(2 353)	31 831	34 749	5 491	40 240
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(2 392)	816	(67)	(1 643)	(372)	(2 015)
Résultat net	-	-	-	-	2 081	2 081	85	2 166
Résultat global consolidé	-	-	(2 392)	816	2 014	438	(287)	151
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(401)	(401)	-	(401)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 020)	(1 020)	(141)	(1 161)
Achats/ventes d'actions propres	-	13	-	-	-	13	-	13
Augmentation de capital EDF SA ⁽¹⁾	47	-	-	-	892	939	-	939
Autres variations	-	-	-	-	-	-	(167)	(167)
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2016	1 007	(25)	1 957	(1 537)	33 316	34 718	4 896	39 614

(1) L'Etat a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 en actions. Le paiement en action d'une partie du solde du dividende s'est traduit par une augmentation du capital social de 47 millions d'euros correspondant à l'émission de 93 112 364 actions, accompagnée d'une prime d'émission de 892 millions d'euros.

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2015 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 01/01/2015 ⁽¹⁾	930	(41)	2 724	(1 144)	32 777	35 246	5 419	40 665
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	2 404	(1 230)	(231)	943	267	1 210
Résultat net	-	-	-	-	2 514	2 514	90	2 604
Résultat global consolidé	-	-	2 404	(1 230)	2 283	3 457	357	3 814
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(397)	(397)	-	(397)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 268)	(1 268)	(155)	(1 423)
Achats/ventes d'actions propres	-	(12)	-	-	-	(12)	-	(12)
Autres variations	-	-	-	-	(920)	(920)	31	(889)
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2015	930	(53)	5 128	(2 374)	32 475	36 106	5 652	41 758

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21.

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS - SOMMAIRE

1	PRINCIPALES REGLES ET MÉTHODES COMPTABLES DU GROUPE	9
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.2	PRINCIPES COMPTABLES APPLICABLES AU 30 JUIN 2016.....	9
1.3	MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTES INTERMÉDIAIRES.....	10
1.4	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE.....	11
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ.....	12
2	ÉVÈNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2016.....	12
2.1	ALLONGEMENT A 50 ANS DE LA DUREE D'AMORTISSEMENT DES CENTRALES NUCLEAIRES REP 900 MW EN FRANCE	12
2.2	AVANCEE SUR LES ACCORDS POUR LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE NUCLEAIRE D'HINKLEY POINT C.....	13
2.3	TARIFS REGLEMENTES DE VENTES D'ELECTRICITE EN FRANCE (TRV)	14
2.4	TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)	15
2.5	ARENH.....	15
2.6	CSPE.....	15
3	ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION.....	16
4	INFORMATIONS SECTORIELLES	16
4.1	AU 30 JUIN 2016	16
4.2	AU 30 JUIN 2015	16
5	CHIFFRE D'AFFAIRES	17
6	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....	17
7	PERTES DE VALEUR.....	17
7.1	AU 30 JUIN 2016.....	17
7.2	AU 30 JUIN 2015.....	18
8	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION.....	18
9	RÉSULTAT FINANCIER	19
9.1	EFFET DE L'ACTUALISATION.....	19
9.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS.....	19
10	IMPOTS SUR LES RÉSULTATS	19
11	GOODWILL.....	19
12	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	20
13	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES.....	21
13.1	RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE).....	22
13.2	CENG	23
13.3	ALPIQ.....	24
14	ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	24
14.1	REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	24
14.2	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS	25
15	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	26
16	AUTRES DÉBITEURS	26
17	CAPITAUX PROPRES.....	26
17.1	CAPITAL SOCIAL.....	26
17.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	26

17.3	TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDETERMINÉE	27
17.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS.....	27
18	PROVISIONS	28
18.1	RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS	28
18.2	PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS.....	29
18.3	AVANTAGES DU PERSONNEL.....	31
18.4	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS	34
19	PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	34
20	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	35
20.1	RÉPARTITION ENTRE COURANT ET NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS.....	35
20.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES.....	35
20.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	36
21	AUTRES CRÉDITEURS	36
21.1	AVANCES ET ACOMPTES REÇUS	37
21.2	DETTES FISCALES.....	37
21.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME.....	37
22	ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	37
22.1	ENGAGEMENTS DONNÉS.....	37
22.2	ENGAGEMENTS REÇUS.....	39
23	ACTIFS DÉDIÉS D'EDF	40
24	PARTIES LIÉES	42
25	ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE.....	42
25.1	HINKLEY POINT C : LE CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF APPROUVE LA DECISION FINALE D'INVESTISSEMENT	42
25.2	MISE A JOUR DU PARTENARIAT STRATEGIQUE ENTRE EDF ET AREVA.....	42
25.3	INDEMNISATION LIEE A LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM : INFORMATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET PRECISIONS SUR LE CALENDRIER SOCIAL	44
25.4	EDF - CAISSE DES DEPOTS ET CNP ASSURANCES : NEGOCIATIONS EXCLUSIVES POUR UN PARTENARIAT DE LONG TERME AVEC RTE.....	44
25.5	L'ETAT ANNONCE AVOIR CHOISI LE CONSORTIUM AZZURRA (ATLANTIA/AEROPORTI DI ROMA/EDF) COMME ACQUEREUR PRESENTI.....	45

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2016.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce et les services énergétiques.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2016 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 28 juillet 2016.

1 PRINCIPALES REGLES ET MÉTHODES COMPTABLES DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2016 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2016. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. A ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2015.

A l'exception des méthodes décrites dans la note 1.3, les règles et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées dans les comptes consolidés arrêtés au 31 décembre 2015 et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

1.2 PRINCIPES COMPTABLES APPLICABLES AU 30 JUIN 2016

1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2016

Les textes adoptés par l'Union européenne d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies - Cotisations des membres du personnel » ;
- les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Eclaircissement sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IAS 1 « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes ».

L'application de ces textes n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF au 30 juin 2016.

Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes », pourront avoir des impacts si le Groupe effectue des acquisitions d'intérêts initiaux ou d'intérêts additionnels dans une entreprise commune (participations dans les activités conjointes) dont l'activité constitue une entreprise, au sens d'IFRS 3.

1.2.2 Autres textes publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » ;
- la norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- la norme IFRS 16 « Locations » ;
- les amendements à IFRS 15 « Clarifications d'IFRS 15 Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients »
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise » ;
- les amendements à IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Entités d'investissement : Application de l'exception à la consolidation » ;
- les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » ;
- les amendements à IAS 7 dans le cadre du projet « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 2 « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions ».

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », et ses amendements « Clarifications d'IFRS 15 Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, seront d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance de son chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers : classification et évaluation ».

La norme IFRS 16 « Locations », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Selon cette norme, toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur, doivent être comptabilisées au bilan. A ce jour, les locations qualifiées de « simples » sont présentées hors bilan.

L'impact potentiel de ces autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTES INTERMÉDIAIRES

A l'exception des éléments mentionnés ci-après, les méthodes d'évaluation appliquées par le Groupe dans les comptes consolidés intermédiaires sont identiques à celles utilisées dans les comptes consolidés au 31 décembre 2015.

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires sont les suivantes.

1.3.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin 2016 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2015, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture.

Les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêts intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation).

1.3.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est en général calculée en appliquant au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal.

1.3.3 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Lorsque les estimations d'émissions de gaz à effet de serre de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués pour l'exercice, sous déduction éventuelle des transactions effectuées au comptant ou à terme, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. Dans le cadre de l'arrêt intermédiaire, la quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et le prorata des droits alloués (et détenus) à la date d'arrêt.

En l'absence d'allocation gratuite de droits d'émission dans certains pays dont la France, une provision est systématiquement constatée à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché.

1.4 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont identiques à celles décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de leur durée d'amortissement comptable de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'Administration en janvier 2015.

Sur le premier semestre 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW sont réunies. Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW - à l'exception de la centrale de Fessenheim - (voir note 2.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France).

La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1300 MW et 1450 MW), qui sont beaucoup plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées sont calées sur la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile, principalement en France. Les variations observées sont notamment liées aux conditions climatiques et à la structure tarifaire propre à chaque période.

2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2016

2.1 ALLONGEMENT A 50 ANS DE LA DUREE D'AMORTISSEMENT DES CENTRALES NUCLEAIRES REP 900 MW EN FRANCE

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, sont désormais réunies au premier semestre 2016.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui est également conforté par le benchmark international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4^{ème} visite décennale de ce palier (VD4 - projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 sont en effet, même s'il reste des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoigne la réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indique son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agit d'une étape importante du processus qui permet d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux dans l'attente de l'avis générique de l'ASN attendu quelques mois avant le démarrage des premières VD4.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long-terme dégradés, le coût de production de l'électricité d'origine nucléaire restant très compétitif par rapport aux autres moyens de production.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) du 1^{er} juillet 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, et la prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des ENR et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans les projets de PPE et de décret afférent.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de Sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW - à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2016 :

- Au 1^{er} janvier 2016, du fait du décalage des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 2 044 millions d'euros (voir note 18.2), dont 1 657 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés (voir note 23). Cette reprise de provision n'impacte pas le

compte de résultat mais est imputée sur la valeur nette comptable des actifs conformément aux dispositions d'IFRIC 1 (voir note 12). Elle est fiscalisée pour sa quasi-totalité et génère une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros.

- Sur le premier semestre 2016 :
 - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 445 millions d'euros sur le semestre ;
 - la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2016 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 45 millions d'euros ;
 - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 18 millions d'euros ;
 - au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt du premier semestre de 472 millions d'euros, et le résultat net consolidé de 310 millions d'euros.

2.2 AVANCEE SUR LES ACCORDS POUR LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE NUCLEAIRE D'HINKLEY POINT C

Depuis la signature le 21 octobre 2015 de l'Accord stratégique d'investissement entre EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) définissant les termes principaux de leur partenariat pour la construction et l'exploitation des deux réacteurs EPR de 1600 MW sur le site d'Hinkley Point (HPC), les autorités européenne et chinoise en charge du contrôle des concentrations ont autorisé la transaction respectivement le 10 mars et le 6 avril 2016, et la documentation contractuelle a été finalisée. La construction de nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni s'appuierait sur un partenariat industriel et stratégique établi depuis de longues années avec CGN.

Les accords comprennent 3 volets :

- La construction et l'exploitation de deux EPR à Hinkley Point, sous leadership EDF (66,5%), avec une participation de CGN à hauteur de 33,5%. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisagera en temps voulu d'impliquer d'autres investisseurs dans le projet.
- Le développement de deux EPR sur le site de Sizewell, sous *leadership* EDF (80%), afin de préparer une possible décision finale d'investissement, avec une participation de CGN à hauteur de 20%.
- L'adaptation et la certification au Royaume-Uni de la technologie HPR 1000 (réacteur chinois 1000 MW de 3^{ème} génération) et son développement sur le site de Bradwell, sous leadership de CGN (66,5%) afin de préparer une possible décision finale d'investissement, avec une participation du Groupe EDF à hauteur de 33,5%.

De plus, EDF et CGN concluraient un Protocole de Coopération Industrielle offrant des opportunités de développement supplémentaires pour EDF, CGN et les filières nucléaires française et chinoise, dans le respect du droit de la concurrence.

Les contrats avec les autorités britanniques qui entreraient en vigueur au moment de la décision finale d'investissement sont également dans leur forme définitive et prêts à être signés, de même que les contrats avec les principaux fournisseurs, notamment AREVA et GE/Alstom.

Avant de saisir le Conseil d'administration d'EDF en vue de délibérer sur la décision finale d'investissement, le Président-Directeur Général d'EDF a souhaité consulter le Comité central d'entreprise (CCE) d'EDF afin de renforcer le dialogue social sur ce projet particulièrement important pour EDF. Une procédure d'information/consultation a été engagée le 2 mai 2016 et a pris fin le 4 juillet 2016.

Comme indiqué en note 25.1, le 21 juillet 2016, le Conseil d'administration d'EDF a été convoqué pour se réunir le 28 juillet 2016 en vue de la décision finale d'investissement.

2.3 TARIFS REGLEMENTES DE VENTES D'ELECTRICITE EN FRANCE (TRV)

Tarifs bleus

En application de la Loi NOME, le 7 décembre 2015, la responsabilité de la proposition des grilles tarifaires a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération proposant une baisse de 0,5 % des tarifs bleus résidentiels en moyenne et de 1,5 % des tarifs bleus non résidentiel également en moyenne. La Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a fait savoir immédiatement qu'elle ne s'opposerait pas à la proposition de la CRE et que le mouvement tarifaire aurait lieu au 1^{er} août 2016.

La délibération de la CRE détaille également les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente, suite notamment aux deux consultations successives lancées par la CRE à l'été 2015 (fournisseur efficace et marge raisonnable) et en février 2016 (méthodologie de construction des TRV) auxquelles EDF avait répondu.

Tarifs jaunes et verts

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1^{er} janvier 2016, environ trois quart des sites concernés par la fin de ces tarifs avaient conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix ont été alimentés par leur fournisseur historique dans le cadre d'un contrat transitoire dont l'échéance est fixée au 30 juin 2016.

La CRE a organisé au cours du premier semestre 2016 des appels d'offres auprès des fournisseurs afin de répartir les sites n'ayant pas choisi de fournisseur au 30 juin 2016 (environ 20 000 début juin 2016). Les fournisseurs ont enchéri sur la base de lots, d'un contrat et d'un prix de l'électricité déterminés par la CRE, en proposant un montant de reversement par lot. Le nombre de lots attribuables à un même fournisseur était limité à 15 % des lots.

EDF a emporté 15 % des lots comme plusieurs autres fournisseurs et alimentera les sites à partir du 1^{er} juillet sur la base du contrat et des prix déterminés par la CRE, tout en continuant à proposer ses propres offres.

Décisions du Conseil d'État

Plusieurs recours en annulation et en abrogation, formés par l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie (ANODE) étaient instruits par le Conseil d'État, contre les arrêtés des 28 juillet 2014 et 30 octobre 2014 et le décret du 28 octobre 2014.

Après une lecture publique des conclusions du rapporteur le 13 mai dernier, le Conseil d'État a rendu ses arrêts les 19 mai et 15 juin 2016, concluant :

- au rejet au fond du recours en annulation du décret du 28 octobre 2014, validant, de fait la construction des tarifs par la méthode de l'empilement ;
- à l'annulation de l'arrêté du 28 juillet 2014 qui annulait la hausse de 5 % des tarifs bleus prévue au 1^{er} août 2014 dans le décret du 26 juillet 2013 pour insécurité juridique. Le Gouvernement est enjoint de prendre un arrêté rétroactif sur la période du 1^{er} août 2014 au 31 octobre 2014 dans un délai de trois mois à partir du 15 juin 2016 ;
- à l'annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 en raison du niveau insuffisant des tarifs bleus résidentiels et verts, fixés sans intégrer la totalité du rattrapage tarifaire constaté à cette date. Le Gouvernement est enjoint de prendre un arrêté rétroactif sur la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015 dans un délai de trois mois à partir du 15 juin 2016.

EDF demeurera extrêmement attentif à la manière dont les arrêtés rétroactifs seront construits et mettra en œuvre ces arrêtés à leur publication, vraisemblablement sous la forme de factures rétroactives pour les clients concernés par les TRV initiaux.

2.4 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

Indexations TURPE 4

La CRE a publié le 2 juin 2016 la délibération portant décision sur l'évolution au 1er août 2016 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution augmentera de 1,11 % arrondi à 1,1%. Cette hausse correspond à une stabilité de l'inflation (0,03 %) et à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)¹ de 1,08 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE augmentera de 1,37 % arrondi à 1,4 % au 1er août 2016, correspondant à une stabilité de l'inflation (0,03 %), un apurement du CRCP pour (0,81 %), et à une prise en compte de l'interruptibilité de 2,15 %.

TURPE 5

La CRE a engagé les travaux et réflexions sur la prochaine structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 5 »). Une première consultation, lancée le 22 juillet 2015 sur les analyses préliminaires sur la structure des tarifs, a été complétée par une deuxième consultation le 24 mai 2016, dont les réponses étaient attendues pour le 24 juin 2016. Cette deuxième consultation portait sur les projets de grilles tarifaires pour la composante de soutirage ainsi que les orientations envisagées pour la composante d'injection et pour la prise en compte des coûts d'équilibrage.

Elle sera suivie d'une consultation publique sur le cadre de régulation et sur le niveau des TURPE 5 au cours de l'été 2016.

La délibération finale de la CRE devrait intervenir fin 2016 pour une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017.

Décisions du Conseil d'Etat

Le 13 mai 2016, le Conseil d'État a rejeté la requête de la société Direct Énergie visant à obtenir l'annulation pour excès de pouvoir de la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (TURPE 4 Distribution).

Par ailleurs, le Conseil d'Etat a annulé en date du 13 juillet 2016 la délibération de la CRE du 10 décembre 2014 qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui a mis en place un mécanisme de régulation asymétrique. Le Conseil d'Etat considère que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne peut légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs. La portée de cette décision, qui ouvre droit à demande de rémunération de la part des fournisseurs de façon générale, est en cours d'analyse par le Groupe. Les conséquences éventuelles de cette décision devront également être prises en compte par la CRE dans le prochain TURPE.

2.5 ARENH

En raison de la baisse extrêmement marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, les souscriptions ARENH ont été nulles lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016.

S'agissant du prix fixé pour l'ARENH, il est maintenu à 42 €/MWh conformément aux textes en vigueur.

2.6 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF². Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

1. Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.
2. Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

Le mécanisme de la CSPE a été réformé par la loi de finance rectificative 2015, publiée au journal officiel le 30 décembre 2015 et détaillé dans la note 4.3 des comptes consolidés du 31 décembre 2015.

3 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Aucune évolution significative du périmètre de consolidation n'est intervenue depuis le 31 décembre 2015.

4 INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Les secteurs retenus par le Groupe sont inchangés par rapport à ceux décrits en note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015. Le secteur « Autres activités » a été renommé « Autres métiers ».

4.1 AU 30 JUIN 2016

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	20 381	4 985	5 551	2 622	3 120	-	36 659
Chiffre d'affaires inter-secteur	432	3	10	86	842	(1 373)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	20 813	4 988	5 561	2 708	3 962	(1 373)	36 659
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 181	1 118	328	363	954	-	8 944
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 408	445	(69)	(36)	764	-	4 512

4.2 AU 30 JUIN 2015

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni ⁽¹⁾	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	20 791	6 030	5 811	2 923	3 318	-	38 873
Chiffre d'affaires inter-secteur	535	1	2	75	951	(1 564)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	21 326	6 031	5 813	2 998	4 269	(1 564)	38 873
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 359	1 312	246	352	878	-	9 147
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 732	600	(249)	(188)	641	-	4 536

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 30 juin 2015, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 477 millions d'euros.

5 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2016	S1 2015 ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	35 519	37 746
Autres ventes de biens et de services	837	675
Trading	303	452
CHIFFRE D'AFFAIRES	36 659	38 873

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 30 juin 2015, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 477 millions d'euros.

L'évolution du chiffre d'affaires observée au 1^{er} semestre 2016 concerne principalement la diminution du chiffre d'affaires réalisé au Royaume-Uni et dans une moindre mesure en France.

Au Royaume-Uni, la baisse du chiffre d'affaires réalisé s'explique notamment par la baisse des prix de marché de l'électricité et par le contexte de forte concurrence. Le chiffre d'affaires du Royaume-Uni est également impacté défavorablement par la dépréciation de la livre sterling.

En France, l'évolution du chiffre d'affaires observée au 1^{er} semestre 2016 est principalement liée à un contexte de concurrence accrue (fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert en France), à des volumes vendus en baisse en raison d'un effet climatique défavorable et à la baisse des prix de marché de l'électricité partiellement compensée par l'augmentation des tarifs réglementés au 1^{er} août 2015.

6 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit de 3 787 millions d'euros au premier semestre 2016 (3 279 millions d'euros au premier semestre 2015).

7 PERTES DE VALEUR

7.1 AU 30 JUIN 2016

Hypothèses générales

En cas d'indice de perte de valeur, des tests de dépréciation sont mis en œuvre dans le cadre de la clôture semestrielle.

Pour rappel, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2015 s'élevaient à (3 500) millions d'euros et concernaient principalement :

- Les actifs thermiques du Groupe (charbon, gaz, stockage gaz) en Europe (principalement Royaume-Uni, Italie, Belgique, Pologne, Allemagne) à hauteur de (2 281) millions d'euros ;
- Les actifs d'exploration-production d'Edison pour (551) millions d'euros.

Dans le cadre de son appréciation des indices de perte de valeur pour les besoins de la clôture au 30 juin 2016, le Groupe a notamment considéré l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité sur la période. La baisse significative des prix à terme observée en début d'année 2016 avait été prise en compte en tant que de besoin dans la mise en œuvre des tests de dépréciation pour les comptes consolidés au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Ces prix ont poursuivi leur baisse au cours du premier trimestre 2016, mais depuis mars, bien que dans un contexte volatil, on observe une remontée sensible des prix de marché de l'électricité en Europe, tirés notamment par la dynamique haussière sur les cours du Brent. Les prix à terme sur les horizons de

marché observables sont ainsi dans la plupart des pays plus favorables au 30 juin 2016 qu'à la date d'arrêté des comptes du 31 décembre 2015.

Dans le cas d'EDF Energy au Royaume-Uni, les conséquences macro-économiques immédiates du référendum du Royaume-Uni du 23 juin 2016 en faveur de la sortie de l'Union Européenne, notamment en termes de cours de change, n'ont pas d'impact sur les tests de dépréciation d'EDF Energy dans le cadre de la clôture semestrielle, puisque les actifs testés et les flux (revenus, coûts, investissements) sont libellés en GBP. Par ailleurs, s'agissant du taux d'actualisation, on observe plutôt à date une baisse de la composante taux souverains. Les conséquences macro-économiques de la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne et de l'évolution associée des prix de l'électricité et des mécanismes réglementaires ou de marché seront suivies lors des prochaines clôtures.

Pertes de valeur

Au 30 juin 2016, les pertes de valeur s'élèvent à (300) millions d'euros et concernent principalement des centrales à charbon en Pologne.

EDF Polska

Dans le cadre de la revue stratégique de son portefeuille d'actifs, le Groupe procède à une réorganisation dans la gestion de ses centrales thermiques en Pologne, en distinguant les branches de cogénération - qui bénéficient de tarifs régulés de chaleur - des branches de production d'électricité uniquement. Le test de dépréciation est désormais effectué sur deux Unités Génératrices de Trésorerie distinctes (UGT Cogénération et UGT Electricité) là où il considérait jusqu'alors les flux d'EDF Polska dans son ensemble. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (197) millions d'euros au titre de l'UGT Electricité au sein de laquelle les actifs sont pleinement exposés aux prix de marché de l'électricité.

Autres pertes de valeur

Par ailleurs, le Groupe a identifié certains indices de perte de valeur sur des actifs spécifiques conduisant à comptabiliser des pertes de valeur pour un montant de (103) millions d'euros.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 30 juin 2016 à hauteur de (458) millions d'euros ; celles-ci sont présentées en note 13.

7.2 AU 30 JUIN 2015

Des pertes de valeur pour un montant de (474) millions d'euros avaient été comptabilisées au premier semestre 2015.

Elles concernaient principalement :

- les centrales thermiques d'EDF Luminus pour (191) millions d'euros dont la valeur recouvrable était devenue nulle. EDF Luminus a d'ailleurs annoncé le 27 juin 2016 son intention de fermer définitivement quatre de ses centrales gaz, représentant la moitié de la capacité thermique installée ;
- les activités d'exploration-production d'Edison pour (59) millions d'euros, négativement impactées par la chute des cours du Brent ;
- des actifs d'EDF EN pour (30) millions d'euros en Grèce compte tenu de la hausse du risque pays ;
- divers projets en France et aux Etats-Unis pour (176) millions d'euros.

8 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (124) millions d'euros au premier semestre 2016. Au premier semestre 2015, ils s'élevaient à 269 millions d'euros et résultaient principalement des effets de l'accord signé avec Engie relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie.

9 RÉSULTAT FINANCIER

9.1 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2016	S1 2015
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(531)	(539)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(794)	(824)
Autres provisions et avances	(42)	(46)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 367)	(1 409)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 14.2.3).

9.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les autres produits et charges financiers incluent sur le premier semestre 2016 des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 256 millions d'euros (761 millions d'euros sur le premier semestre 2015). Ils intégraient également au 30 juin 2015, la charge d'intérêts financiers courus dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour (356) millions d'euros.

10 IMPOTS SUR LES RÉSULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (960) millions d'euros au premier semestre 2016, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,2 % (charge de (985) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,1 % au premier semestre 2015).

11 GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2016
Valeur nette comptable au 31/12/2015	10 236
Acquisitions	6
Cessions	-
Pertes de valeur	-
Écarts de conversion	(1 020)
Autres mouvements	(42)
VALEUR NETTE COMPTABLE AU 30/06/2016	9 180
Valeur brute à la clôture	10 052
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(872)

Au premier semestre 2016, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour (1 020) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

12 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Immobilisations	50 610	50 093
Immobilisations en cours	1 562	1 507
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	52 172	51 600
Immobilisations	6 246	6 142
Immobilisations en cours	1 540	1 503
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 786	7 645
Immobilisations de production	45 422	50 197
Immobilisations en cours	23 231	20 688
Immobilisations financées par location-financement	201	184
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	68 854	71 069

Au 30 juin 2016, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 9 929 millions d'euros, de Hinkley Point C pour 3 065 millions d'euros et au terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service commerciale est prévue pour le second semestre 2016, pour 1 103 millions d'euros.

La valeur nette comptable des immobilisations de production est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1er janvier 2016 pour (2 044) millions d'euros (voir note 2.1).

Les variations observées sur les immobilisations de production intègrent également sur le semestre un effet de change de (1 110) millions d'euros, du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

La valeur nette des immobilisations hors immobilisations en cours et financées par location-financement se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	Immobilisations en concessions des autres activités	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre
Valeurs brutes au 30/06/2016	91 573	14 201	116 454
Amortissements et pertes de valeur au 30/06/2016	(40 963)	(7 955)	(71 032)
VALEURS NETTES AU 30/06/2016	50 610	6 246	45 422
Valeurs nettes au 31/12/2015	50 093	6 142	50 197

Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants des immobilisations en concession de distribution publique soit 85 236 millions d'euros en valeur brute et 48 031 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2016 (84 021 millions d'euros en valeur brute et 47 558 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2015).

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Réseaux	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
VALEURS NETTES AU 30/06/2016	6 010	9	21 224	8 620	9 559	45 422
Valeurs nettes au 31/12/2015	6 158	9	24 683	8 902	10 445	50 197

13 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	30/06/2016			30/06/2015	31/12/2015	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées							
RTE	T	100,00	4 888	171	183	5 159	457
CENG	P	49,99	1 995	(478)	8	2 524	(284)
Alpiq ⁽²⁾	P, D, A, T	25,04	602	(18)	(121)	624	(192)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises							
			3 182	163	131	3 218	211
TOTAL			10 667	(162)	201	11 525	192

(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres

(2) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur résultat net à fin juin 2016.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur le premier semestre 2016, (458) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 13.2.2).

Sur l'exercice 2015, (549) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées dont (271) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 13.2.3), (196) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 13.3) et (68) millions d'euros sur des participations dans les entreprises associées et coentreprises détenues par Edison.

13.1 RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE)

13.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Actifs non courants	16 249	15 805
Actifs courants	3 381	2 323
Total actif	19 630	18 128
Capitaux propres	4 888	5 159
Passifs non courants	10 011	8 157
Passifs courants	4 731	4 812
Total des capitaux propres et du passif	19 630	18 128
Chiffre d'affaires	2 290	4 593
Excédent brut d'exploitation	804	1 913
Résultat net	171	457
Endettement financier net	8 148	8 260
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(313)	(230)
Dividendes versés au Groupe	129	177

13.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 30 juin 2016, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

Enedis (nouveau nom d'ERDF à compter du 31 mai 2016) fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur le premier semestre 2016, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 1 761 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE a réalisé au cours du premier semestre 2016 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 39 millions d'euros et 88 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 147 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 688 millions d'euros au 30 juin 2016 (670 millions d'euros au 31 décembre 2015). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 18 millions d'euros sur le premier semestre 2016.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

13.2 CENG

13.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Actifs non courants	9 314	10 409
Actifs courants	973	1 019
Total actif	10 287	11 428
Capitaux propres	3 992	5 048
Passifs non courants	5 762	6 016
Passifs courants	533	364
Total des capitaux propres et du passif	10 287	11 428
Chiffre d'affaires	517	1 095
Excédent brut d'exploitation	129	235
Résultat net	(957)	(568)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(99)	434
Dividendes versés au Groupe	-	-

13.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 30 juin 2016, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achats prévoyaient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 6,8 TWh sur le premier semestre 2016.

13.2.3 Pertes de valeur

Au 31 décembre 2015, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (271) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 30 juin 2016, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (458) millions d'euros.

Cette perte de valeur a été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résulte en premier lieu de la révision à la baisse des scénarios de prix long-terme en ligne avec les parutions les plus récentes d'organismes externes (ABB, Cera, EIA) ainsi que de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz. Des résultats en-deçà des prévisions sur les dernières enchères de capacité ont également affecté la valeur recouvrable d'une des centrales nucléaires de CENG.

Eu égard aux dépréciations constatées, la valeur de la participation dans CENG est sensible à tout changement d'hypothèse. S'agissant d'actifs nucléaires, leur valorisation est d'abord influencée au premier ordre par les hypothèses de prix de marché de long terme. A titre d'illustration, une variation de plus ou moins 1\$/MWh du prix de l'électricité sur l'ensemble de l'horizon considéré aurait, toutes choses égales par ailleurs, un impact de l'ordre de 120 millions d'euros sur la valeur recouvrable de la quote-part du Groupe dans CENG.

Par ailleurs, la diminution prolongée des prix de l'électricité entraîne des difficultés pour l'ensemble du secteur nucléaire américain, avec en 2016 des décisions de fermeture anticipée de réacteurs dans certains états.

Un dispositif de subvention (« Zero Emission Credit ») est actuellement en discussion dans l'Etat de New York, suite à la publication par la NY Public Service Commission (PSC), le 8 juillet 2016, d'un projet de régulation pour reconnaître aux centrales nucléaires une valeur en tant qu'énergie décarbonnée.

13.3 ALPIQ

A date, et depuis la publication des résultats annuels 2015 d'Alpiq en mars 2016, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation dans la société Alpiq au 30 juin 2016.

Si le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés semestriels en août 2016, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes annuels 2016.

Au 31 décembre 2015, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq avaient été comptabilisées pour un montant de (196) millions d'euros (dont 108 millions d'euros pris en compte dès le 30 juin 2015), correspondant à la quote-part des pertes de valeur comptabilisées dans les comptes semestriels 2015 d'Alpiq publiés en août 2015.

Ces pertes de valeur étaient dues à des prix durablement bas sur les marchés de gros, dans un contexte par ailleurs, de suppression en janvier 2015 du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse (situation défavorable pour la société, qui vend en euros l'essentiel de l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse). Dans un environnement de marché particulièrement difficile, Alpiq a annoncé en mars 2016 l'ouverture jusqu'à 49% de son portefeuille hydraulique suisse, afin de limiter sa dépendance aux prix de gros, et de réduire son endettement net. Alpiq n'a pas enregistré dans ses comptes annuels 2015 publiés en mars 2016 de dépréciations complémentaires par rapport à celles enregistrées dans ses comptes semestriels de juin 2015.

14 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

14.1 REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	30/06/2016			31/12/2015		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 549	-	3 549	4 973	-	4 973
Actifs financiers disponibles à la vente	18 904	16 134	35 038	18 374	15 959	34 333
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 482	5 230	6 712	1 716	4 322	6 038
Prêts et créances financières	2 113	13 612	15 725	1 956	14 957	16 913
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	26 048	34 976	61 024	27 019	35 238	62 257

(1) Dont dépréciation pour (575) millions d'euros au 30 juin 2016 ((558) millions d'euros au 31 décembre 2015).

14.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

14.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)

	30/06/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 549	4 973
ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	3 549	4 973

14.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	30/06/2016			31/12/2015		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 245	6 980	15 225	8 227	6 976	15 203
Actifs liquides	1 683	17 111	18 794	3 942	14 199	18 141
Autres titres	938	81	1 019	941	48	989
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE	10 866	24 172	35 038	13 110	21 223	34 333

(1) Actions ou OPCVM.

Les actifs financiers disponibles à la vente classés en niveau 3 - données non observables - correspondent principalement à des titres de sociétés non consolidées. Ils représentaient un montant de 625 millions d'euros au 31 décembre 2015 et aucune variation n'a été constatée sur le premier semestre 2016.

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont principalement comptabilisés en « Actifs financiers disponibles à la vente ». Des informations détaillées relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 23. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2015.

14.2.3 Prêts et créances financières

(en millions d'euros)

	30/06/2016	31/12/2015
Prêts et créances financières - Actifs à recevoir du NLF	7 783	9 061
Prêts et créances financières - CSPE ⁽¹⁾	5 801	5 875
Autres prêts et créances financières	2 141	1 977
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	15 725	16 913

(1) Dont 5 166 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 30 juin 2016 (5 232 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Au 30 juin 2016, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 7 783 millions d'euros au 30 juin 2016 (9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015) ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés, complétée du déficit de compensation au titre de 2013 à 2015 (soit 644 millions d'euros) conformément au courrier des ministres reçu le 26 janvier 2016 (voir note 4.3 des comptes consolidés au 31 décembre 2015). Les remboursements reçus au cours du premier semestre 2016 s'élèvent à 123 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans l'arrêté du 13 mai 2016 pris en application de l'article R 121-31 du code de l'énergie.
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 688 millions d'euros au 30 juin 2016 (670 millions d'euros au 31 décembre 2015).

15 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	19 700	20 439
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 307	2 974
Dépréciations	(1 057)	(1 154)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	20 950	22 259

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe sur le premier semestre 2016 pour un montant de 794 millions d'euros dont 403 millions d'euros par le groupe Edison (1 544 millions d'euros au 31 décembre 2015, dont 911 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

16 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2016, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 2 056 millions (1 643 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financiers (voir note 14.2.3).

17 CAPITAUX PROPRES

17.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2016, le capital social s'élève à 1 006 625 695,5 euros, composé de 2 013 251 391 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 85,27 % par l'Etat, 13,00 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,63 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,10 % d'actions auto-détenues.

En juin 2016, le paiement en actions d'une partie du solde de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 47 millions d'euros et une prime d'émission de 892 millions d'euros, suite à l'émission de 93 112 364 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2016.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'Etat doit détenir à tout moment plus de 70% du capital social.

17.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2016 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2015 à 1,10 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,21 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 18 décembre 2015, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2015 s'élève à 0,53 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,64 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2016.

L'Etat a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 81 millions d'euros.

17.3 TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDETERMINÉE

Au 30 juin 2016, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, la rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 401 millions d'euros en janvier 2016 et de 397 millions d'euros en janvier 2015.

En juillet 2016, une rémunération de 60 millions de livres sterling et 121 millions de dollars américains (soit au total environ 180 millions d'euros) a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le second semestre 2016.

17.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

17.4.1 Actifs financiers disponibles à la vente

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2016		S1 2015	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>				
Actifs dédiés d'EDF	45	215	699	870
Actifs liquides	34	(2)	(142)	36
Autres titres	2	-	(18)	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE ⁽³⁾	81	213	539	906

(1) +/() : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/() : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2016 concernent principalement EDF pour (134) millions d'euros, dont (170) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2015 concernent principalement EDF pour (366) millions d'euros, dont (171) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

17.4.2 Instruments financiers de couverture

Les variations de juste valeur des instruments financiers de couverture enregistrées en capitaux propres - part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2016			S1 2015		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(18)	-	-	-	-	-
Couverture de change	(154)	(61)	(11)	602	471	4
Couverture d'investissement net à l'étranger	1 177	-	-	(1 459)	-	-
Couverture de matières premières	382	544	25	151	(272)	(13)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	1 387	483	14	(706)	199	(9)

(1) +/- : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/- : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

18 PROVISIONS

18.1 RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

	Notes	30/06/2016			31/12/2015		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18.2	1 553	19 419	20 972	1 733	20 179	21 912
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	18.2	290	22 322	22 612	251	24 646	24 897
Provisions liées à la production nucléaire	18.2	1 843	41 741	43 584	1 984	44 825	46 809
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		100	1 456	1 556	75	1 447	1 522
Provisions pour avantages du personnel	18.3	1 089	20 880	21 969	1 033	21 511	22 544
Autres provisions	18.4	2 252	1 955	4 207	2 262	2 190	4 452
TOTAL PROVISIONS		5 284	66 032	71 316	5 354	69 973	75 327

18.2 PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Sur le premier semestre 2016, les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Ecart de conversions	Autres mouvements	30/06/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	12 369	480	(667)	275	(228)	(57)	12 172
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 543	15	(234)	198	(118)	(604)	8 800
Provisions pour aval du cycle nucléaire	21 912	495	(901)	473	(346)	(661)	20 972
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 025	1	(82)	416	(666)	(1 470)	19 224
Provisions pour derniers cœurs	3 872	-	-	81	(152)	(413)	3 388
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	24 897	1	(82)	497	(818)	(1 883)	22 612
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	46 809	496	(983)	970	(1 164)	(2 544)	43 584

La diminution des provisions dans les Autres mouvements est principalement liée à l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW pour (2 044) millions d'euros au 1er janvier 2016 (voir note 2.1), répartis à hauteur de (1 465) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (470) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et (109) millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 18.2.1	18.2.2		
Provisions pour gestion du combustible usé	10 318	1 854	-	12 172
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 086	714	-	8 800
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 30/06/2016	18 404	2 568	-	20 972
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2015	18 645	3 267	-	21 912
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 685	5 329	210	19 224
Provisions pour derniers cœurs	2 150	1 238	-	3 388
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 30/06/2016	15 835	6 567	210	22 612
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2015	17 485	7 207	205	24 897

18.2.1 Provisions nucléaires en France

L'évaluation des provisions pour aval du cycle du combustible nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

Taux d'actualisation

Concernant la détermination du taux d'actualisation, la méthodologie retenue par le Groupe consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. L'arrêté du 24 mars 2015 a modifié le dispositif réglementaire instauré initialement par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Le taux d'actualisation doit être dorénavant inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,5 % au 30 juin 2016.

Le taux d'actualisation s'établit à 4,4 % au 30 juin 2016 prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015) et respecte le double plafond réglementaire.

Par ailleurs, les charges relatives aux provisions nucléaires en France sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2016 et réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée.

	30/06/2016		31/12/2015	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	16 995	10 318	16 843	10 391
Gestion à long terme des déchets radioactifs	29 203	8 086	28 890	8 254
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	46 198	18 404	45 733	18 645
Déconstruction des centrales nucléaires	26 202	13 685	26 067	14 930
Derniers cœurs	4 283	2 150	4 113	2 555
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS COEURS	30 485	15 835	30 180	17 485

18.2.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 29.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015.

18.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

18.3.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Provision pour avantages du personnel - part courante	1 089	1 033
Provision pour avantages du personnel - part non courante	20 880	21 511
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	21 969	22 544

18.3.1.1 Décomposition de la variation du passif net

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2015 ⁽¹⁾	41 567	(19 075)	22 492
Charge nette du premier semestre 2016	1 062	(281)	781
Écarts actuariels	1 749	(2 182)	(433)
Cotisations versées aux fonds	-	(148)	(148)
Cotisations salariales	5	(5)	-
Prestations versées	(834)	140	(694)
Écarts de conversion	(1 042)	1 012	(30)
Mouvements de périmètre	(1)	-	(1)
Autres variations	(1)	3	2
SOLDES AU 30/06/2016	42 505	(20 536)	21 969

(1) Le passif net au 31 décembre 2015 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 544 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (52) millions d'euros soit un passif net de 22 492 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur le premier semestre 2016 s'élèvent à 1 749 millions d'euros, composés pour l'essentiel de 1 218 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 18.3.2.2) et 511 millions d'euros en France principalement liés à l'effet de la variation des hypothèses financières :

- Variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation : 2 244 millions d'euros
- Evolutions concernant la valorisation de l'Avantage Nature Energie (ANE) suite notamment à la réforme de la CSPE (1 748) millions d'euros.

Les écarts actuariels sur actifs générés sur le premier semestre 2016 s'élèvent à (2 182) millions d'euros et sont liés à l'augmentation de la valeur des actifs de couverture liée notamment à la valorisation des obligations longues suite à la baisse des taux.

18.3.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2016	S1 2015
Coût des services rendus	(458)	(512)
Coût des services passés	42	285
Ecart actuariels - avantages à long terme	(115)	(29)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(531)	(256)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(531)	(539)
Produit sur les actifs de couverture	281	269
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(250)	(270)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(781)	(526)
Ecart actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 749)	(376)
Ecart actuariels sur actifs de couverture	2 182	9
Ecart actuariels	433	(367)
Ecart de conversion	30	(33)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	463	(400)

Le coût des services passés intègre en 2015 un produit de 287 millions d'euros suite à la signature, entre EDF et Engie, d'un accord relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie.

18.3.1.3 Segmentation géographique du passif net

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Total
Engagements au 31/12/2015	32 423	8 614	44	116	370	41 567
Charge nette du premier semestre 2016	808	237	1	4	12	1 062
Ecart actuariels	511	1 218	3	5	12	1 749
Cotisations salariales	-	5	-	-	-	5
Prestations versées	(682)	(137)	-	(5)	(10)	(834)
Ecart de conversion	-	(1 042)	-	-	-	(1 042)
Mouvements de périmètre	-	-	(2)	-	1	(1)
Autres variations	-	2	(3)	-	-	(1)
ENGAGEMENTS AU 30/06/2016	33 060	8 897	43	120	385	42 505
Juste valeur des actifs de couverture	(11 893)	(8 560)	-	(59)	(24)	(20 536)
PASSIF NET AU 30/06/2016 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 167	337	43	61	361	21 969

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Total
Engagements au 31/12/2015	32 423	8 614	44	116	370	41 567
Juste valeur des actifs de couverture	(10 484)	(8 505)	-	(62)	(24)	(19 075)
PASSIF NET AU 31/12/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 939	109	44	54	346	22 492
Dont						
Provision pour avantages du personnel	21 939	161	44	54	346	22 544
Actifs financiers non courants	-	(52)	-	-	-	(52)

18.3.2 Hypothèses actuarielles

18.3.2.1 France

Le secteur France regroupe principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des Industries électriques et gazières (IEG), incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

(en %)	30/06/2016	31/12/2015
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	1,90 %	2,40 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,60 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

L'évolution au 30 juin 2016 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,90 % (contre 2,40 % au 31 décembre 2015).

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 30 juin 2016 correspond à un taux moyen de 1,50 % (contre 1,60 % au 31 décembre 2015).

18.3.2.2 Royaume-Uni

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel au Royaume-Uni sont les suivantes :

(en %)	30/06/2016	31/12/2015
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,90 %	3,85 %
Taux d'inflation	2,85 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	2,85 %	3,10 %

18.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

18.4.1 Autres provisions

	31/12/2015	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2016
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	431	-	(21)	-	-	6	416
Provisions pour risques fiscaux	484	28	(24)	-	(1)	5	492
Provisions pour litiges	551	15	(24)	(20)	-	7	529
Provisions pour contrats onéreux	284	-	(46)	-	-	-	238
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	917	596	(354)	-	-	(92)	1 067
Autres provisions	1 785	187	(331)	(36)	(15)	(125)	1 465
TOTAL	4 452	826	(800)	(56)	(16)	(199)	4 207

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable.

18.4.2 Passifs éventuels

Le 6 mai 2016, dans le cadre de l'assignation du Land du Bade-Wurtemberg/EnBW, le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF International, lui donnant gain de cause et rejetant l'ensemble des demandes formulées à son encontre par Neckarpri.

Concernant les passifs éventuels du Groupe, à l'exception des éléments mentionnés ci-dessus, aucune autre évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2016 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2015 en note 45 et dans le document de référence au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et déposé le 29 avril 2016 (en note 2.4.3).

19 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Contre-valeur des biens	45 812	45 346
Financement concessionnaire non amorti	(22 720)	(22 287)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	23 092	23 059
Amortissement du financement du concédant	12 387	12 047
Provisions pour renouvellement	9 913	9 976
Droits sur biens à renouveler	22 300	22 023
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	45 392	45 082

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015, en particulier dans la note 1.3.13.2 qui décrit l'impact d'une méthode alternative de calcul.

20 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

20.1 RÉPARTITION ENTRE COURANT ET NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante.

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016			31/12/2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	48 913	14 941	63 854	52 684	11 499	64 183
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 524	3 524	-	4 001	4 001
Juste valeur négative des dérivés de couverture	990	1 046	2 036	1 475	1 973	3 448
PASSIFS FINANCIERS	49 903	19 511	69 414	54 159	17 473	71 632

20.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

20.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2015	48 538	3 586	10 314	445	1 300	64 183
Augmentations	-	55	608	-	40	703
Diminutions	-	(584)	(368)	(27)	(188)	(1 167)
Ecart de conversion	(898)	(92)	(26)	-	(1)	(1 017)
Mouvements de périmètre	-	(137)	(73)	27	(3)	(186)
Variations de juste valeur	1 455	-	(121)	1	-	1 335
Autres mouvements	-	-	1	4	(2)	3
SOLDES AU 30/06/2016	49 095	2 828	10 335	450	1 146	63 854

20.2.2 Echéancier des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
A moins d'un an	3 345	975	9 627	52	942	14 941
Entre un et cinq ans	13 134	583	117	185	47	14 066
A plus de cinq ans	32 616	1 270	591	213	157	34 847
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES AU 30/06/2016	49 095	2 828	10 335	450	1 146	63 854

20.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 939 millions d'euros au 30 juin 2016 (11 380 millions d'euros au 31 décembre 2015).

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 939	2 876	9 063	-	11 380

20.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016		31/12/2015	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	69 718	63 854	69 815	64 183

20.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2016	31/12/2015
Emprunts et dettes financières	20.2.1	63 854	64 183
Dérivés de couvertures des dettes		(5 180)	(3 795)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(2 984)	(4 182)
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	14.2.2	(18 794)	(18 141)
Prêt à RTE	13.1.2	(688)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		36 208	37 395

21 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2016	31/12/2015
Avances et acomptes reçus	7 975	7 618
Fournisseurs d'immobilisations	2 365	3 331
Dettes fiscales	7 281	6 316
Dettes sociales	3 787	3 795
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 611	3 586
Autres produits constatés d'avance	817	735
Autres dettes	2 806	3 367
AUTRES CRÉDITEURS	28 642	28 748
dont part non courante	5 362	5 126
dont part courante	23 280	23 622

21.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2016, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 7 209 millions d'euros (6 682 millions d'euros au 31 décembre 2015).

21.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2016, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 622 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 258 millions d'euros au 31 décembre 2015).

21.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2016, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme pour 1 897 millions d'euros (1 874 millions au 31 décembre 2015).

22 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2016. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

22.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2016	31/12/2015
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	22.1.1.2	9 880	8 317
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	22.1.2	13 235	13 262
Engagements donnés liés aux opérations de financement	22.1.3	5 594	6 390

(1) Hors achats d'énergies et de combustibles et hors location simple en tant que preneur.

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

22.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

22.1.1.1 Engagements d'achats de combustibles et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières, d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz) s'élèvent à 29 909 millions d'euros au 31 décembre 2015. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2016.

22.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2016, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2016			31/12/2015	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Garanties données liées aux activités opérationnelles	4 923	2 866	1 319	738	4 055	
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 776	3 047	1 423	306	4 084	
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	181	72	67	42	178	
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS A L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	9 880	5 985	2 809	1 086	8 317	

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 037 millions d'euros au 30 juin 2016 (126 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 30 juin 2016, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison, EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de leurs projets de développement. Leur évolution par rapport au 31 décembre 2015 s'explique principalement par de nouvelles garanties données par EDF Énergies Nouvelles à des coentreprises dans le cadre de projets au Canada et en France.

22.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élèvent à 3 834 millions d'euros au 31 décembre 2015. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2016.

22.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2016, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2016			31/12/2015	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	12 185	5 797	5 719	669	12 294	
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	232	167	65	-	270	
Autres engagements donnés liés aux investissements	818	74	565	179	698	
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	13 235	6 038	6 349	848	13 262	

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 334 millions d'euros au 30 juin 2016 (326 millions d'euros au 31 décembre 2015).

22.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2016 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 796	98	628	4 070	5 075
Garanties financières données	551	285	122	144	1 050
Autres engagements donnés liés au financement	247	230	12	5	265
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 594	613	762	4 219	6 390

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 581 millions d'euros au 30 juin 2016 (847 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

22.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 30 juin 2016.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2016	31/12/2015
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	22.2.1	1 882	1 612
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	22.2.2	80	80
Engagements reçus liés aux opérations de financement	22.2.3	24	29

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 20.2.3 et hors engagements de location simple en tant que bailleur.

22.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 30 juin 2016 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur ventes d'exploitation	442	84	160	198	520
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 374	1 077	177	120	1 030
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	66	25	27	14	62
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	1 882	1 186	364	332	1 612

22.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	80	14	66	-	80

22.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2016			31/12/2015
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	24	1	3	20	29

23 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers réservés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs. Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2015.

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2016		31/12/2015	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actions		7 385	7 385	7 298	7 298
Titres de dettes		6 793	6 793	6 674	6 674
Portefeuille trésorerie		186	186	282	282
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	14 364	14 364	14 254	14 254
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(20)	(20)	6	6
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	1	1	20	20
Placements diversifiés actions et obligations		14 345	14 345	14 280	14 280
Créance de CSPE ⁽¹⁾	Prêts et créances financières	5 166	5 166	5 232	5 232
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(2)	(2)	(7)	(7)
Créance de CSPE après dérivés		5 164	5 164	5 225	5 225
RTE ⁽²⁾	Participations dans les entreprises associées	2 444	2 444	2 580	2 580
Autres entreprises associées ⁽⁴⁾	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	486	515	466	466
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	860	860	929	929
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 790	3 819	3 975	3 975
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS ⁽⁴⁾		23 299	23 328	23 480	23 480

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2012.

(2) Les titres RTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés, à hauteur de leur quote-part (50%) affectée au portefeuille d'actifs dédiés.

(3) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(4) En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 293 millions d'euros au 30 juin 2016.

Au 30 juin 2016, la situation de couverture des provisions par des actifs dédiés est de 105,2 % (105,1% en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés).

L'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW a en effet conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (cf. note 2.1).

Sur le premier semestre 2016, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 256 millions d'euros (761 millions d'euros sur le premier semestre 2015).

Au 30 juin 2016, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés actions et obligations comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 541 millions d'euros avant impôt (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2015).

En juin 2016, EDF Invest et le fonds d'infrastructures hollandais DIF, ont annoncé la signature d'un projet d'acquisition à parité (50/50) de Thyssengas, un des principaux réseaux de transport de gaz régulés en Allemagne. Cette participation serait affectée au portefeuille d'actifs dédiés. La finalisation de la transaction, qui reste soumise aux autorisations des autorités réglementaires et de concurrence compétentes, est attendue pour le deuxième semestre 2016.

24 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2015. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public, notamment auprès du groupe AREVA pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire et la maintenance des centrales nucléaires. Le groupe AREVA intervient également en tant que fournisseur dans la réalisation du projet EPR (*European Pressurized Reactor*) et contribue ainsi à la formation d'engagements sur commandes d'immobilisations.

Les principales transactions avec RTE et CENG sont présentées respectivement en notes 13.1 et 13.2.

25 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE

25.1 HINKLEY POINT C : LE CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF APPROUVE LA DECISION FINALE D'INVESTISSEMENT

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 28 juillet 2016 a pris la décision finale d'investissement et donné à son Président l'autorisation d'en assurer la pleine exécution dans le cadre du processus de signatures de tous les contrats et accords nécessaires pour construire les deux réacteurs nucléaires d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset, au sud-ouest de l'Angleterre.

Suite à cette décision, les conditions sont réunies pour permettre à EDF de signer les contrats avec le Gouvernement britannique, son partenaire historique China General Nuclear Power Corporation (CGN), et les principaux fournisseurs du projet.

Le projet HPC représente un élément majeur de la stratégie CAP 2030 du Groupe. Les deux réacteurs EPR à Hinkley Point permettront de consolider la présence d'EDF en Grande-Bretagne, pays dans lequel sa filiale EDF Energy exploite déjà 15 réacteurs nucléaires et est le 1^{er} fournisseur d'électricité en volume.

HPC permettra également de mobiliser à leur plus haut niveau et dès la signature des différents contrats, l'ensemble des compétences du Groupe en ingénierie nucléaire. Le premier béton du réacteur 1 de HPC, prévu mi 2019, s'inscrira ainsi dans la parfaite continuité du démarrage de l'EPR à Flamanville programmé fin 2018.

HPC représente un atout unique pour les industries française et britannique puisqu'il bénéficiera à l'ensemble des filières nucléaires des deux pays et aux emplois de grandes entreprises et PME du secteur.

25.2 MISE A JOUR DU PARTENARIAT STRATEGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

EDF et AREVA ont signé le 28 juillet 2016 un protocole d'accord formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comporte trois volets.

En premier lieu, ce protocole non engageant porte sur le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'une nouvelle société, NEW AREVA NP (NEW ANP), dans laquelle seront transférés les actifs et activités existants d'AREVA NP portant sur la conception et la fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, la conception et la fourniture d'assemblages combustible, et les services à la base installée, à l'exclusion notamment des actifs, passifs et personnels liés à la réalisation du projet d'EPR Olkiluoto 3.

Il prévoit un contrôle majoritaire de NEW ANP par EDF (au moins 51% des actions et droits de vote), la participation d'AREVA comprise entre 15 et 25% dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires jusqu'à 34%.

Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du Grand Carénage pour le parc nucléaire existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines activités de fabrication grâce au retour d'expérience d'EDF.

Ce protocole d'accord porte en deuxième lieu sur la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80% par EDF et de 20% par AREVA NP (puis par NEW ANP selon le cas), en charge de la conception et la construction de l'îlot nucléaire pour les projets de nouveaux réacteurs, en France et à l'étranger. Sa mise en oeuvre est planifiée pour le premier trimestre 2017, indépendamment de l'acquisition par EDF du contrôle exclusif de NEW ANP.

L'objectif poursuivi par la création de cette société est l'amélioration de la préparation et la gestion des projets et des offres de la filière française à l'export portant sur l'îlot nucléaire, grâce au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle exploitant/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

EDF et AREVA réaffirment également leur intention de conclure un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la Recherche et Développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement.

Les parties se sont accordées sur un prix indicatif de NEW ANP (valeur des fonds propres à 100%¹) de 2,5 milliards d'euros² à la date de réalisation de l'opération. Ce montant est susceptible d'une part d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération, et d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 325 millions d'euros à due concurrence de la participation acquise par EDF dans NEW ANP. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x³.

Le protocole stipule également qu'EDF, NEW ANP et leurs sociétés affiliées seront totalement immunisés contre tous les risques et coûts liés à l'achèvement du projet Olkiluoto 3 et seront protégés des risques liés à la découverte d'anomalies dans le suivi de fabrication d'équipements produits dans les usines du Creusot, et le cas échéant de Saint Marcel et de Jeumont.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51% à 75%, l'ensemble des conditions financières permet de préserver les grands équilibres du Groupe.

Une phase de « due diligence » spécifique liée aux processus de fabrication sur le site du Creusot est actuellement menée, et une phase de « due diligence » complémentaire va s'engager à partir du mois d'août afin de permettre à EDF et AREVA de signer des accords engageants avant fin novembre 2016.

Avant la signature d'accords définitifs, le Groupe procédera à la consultation de ses instances représentatives du personnel, ainsi qu'à la négociation en parallèle de la participation d'éventuels autres partenaires. La réalisation de l'opération est envisagée avant la fin 2017, sous réserve notamment de l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

1. Périmètre de la transaction après exclusion des activités non reprises

2. Chiffre « non engageant » sans reprise de passif lié à Olkiluoto 3, ni de dette financière à la date de réalisation, et incluant une protection contre les risques résultant de la découverte d'anomalies dans le suivi de fabrication d'équipements produits sur les sites du Creusot, et le cas échéant de Saint Marcel et Jeumont. Ce montant pourra faire l'objet d'un ajustement après « due diligence ».

3. EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets

25.3 INDEMNISATION LIEE A LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM : INFORMATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET PRECISIONS SUR LE CALENDRIER SOCIAL

Le Président-Directeur général d'EDF, Jean-Bernard Lévy, a informé le Conseil d'administration du 28 juillet 2016 de l'avancement des discussions avec l'Etat sur le projet de protocole d'indemnisation lié à la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim.

Ces discussions ont d'ores et déjà permis de définir les principes d'indemnisation qui serait fondée sur :

- une part fixe initiale liée à l'anticipation des coûts liés à la fermeture de la centrale (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe INB (Installation Nucléaire de Base) et de « post-exploitation »),
- une part variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci serait déterminé en fonction des prix de marché constatés et de la production constatée du parc du palier 900 MW d'EDF hormis Fessenheim.

Ces informations ont également été transmises ce même jour au Comité Central d'Entreprise d'EDF en complément de l'information qui leur a déjà été fournie. Une réunion du CCE d'EDF se tiendra le 14 septembre en vue de recueillir l'avis du CCE sur la fermeture de la centrale de Fessenheim au terme du processus de consultation.

Pour rappel, le projet de fermeture de la centrale de Fessenheim ouvre un droit à indemnisation, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans sa décision du 13 août 2015, à l'occasion de l'examen de la constitutionnalité de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015.

25.4 EDF - CAISSE DES DEPOTS ET CNP ASSURANCES : NEGOCIATIONS EXCLUSIVES POUR UN PARTENARIAT DE LONG TERME AVEC RTE

EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, d'autre part, ont annoncé le 28 juillet 2016 être entrés en négociations exclusives pour la mise en oeuvre d'un partenariat de long terme pour le développement de RTE. Ce partenariat entre des acteurs publics majeurs du financement des infrastructures en France permettrait de conforter RTE dans sa mission de service public. Il se déploierait au travers d'une prise de participation de la Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 49,9% du capital de RTE sur la base d'une valorisation indicative de 8,45 milliards d'euros pour 100% des fonds propres de RTE.

Si elle se confirme, cette opération fera l'objet d'une procédure d'information et de consultation des instances représentatives du personnel compétentes avant la signature des accords définitifs. La réalisation effective de l'opération pourrait intervenir au premier semestre 2017, après obtention des autorisations réglementaires nécessaires.

A travers ce partenariat, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances entendent accompagner la stratégie ambitieuse d'investissement de RTE pour l'optimisation des infrastructures de transport d'électricité, au service de la transition énergétique. Ce partenariat conforte l'ancrage public et le modèle économique et social à long terme de RTE. Une telle opération maintiendra RTE dans son statut réglementaire actuel de gestionnaire de réseau de transport indépendant au sens de la directive européenne.

Cette annonce s'inscrit dans la demande formulée auprès des présidents de RTE et d'EDF par le Ministre des Finances et des Comptes publics et le Ministre de l'Economie, de l'Industrie et du Numérique dans leur communiqué commun du 22 avril 2016.

25.5 L'ETAT ANNONCE AVOIR CHOISI LE CONSORTIUM AZZURRA (ATLANTIA/AEROPORTI DI ROMA/EDF) COMME ACQUEREUR PRESSENTI

Le gouvernement français a annoncé le 28 juillet 2016 que le consortium composé du groupe italien Atlantia et d'EDF Invest a été retenu comme acquéreur pressenti de la participation de 60% détenue par l'Etat au capital de la société Aéroports de la Côte d'Azur, gestionnaire des aéroports de Nice, Cannes-Mandelieu et Saint Tropez.

Le cessionnaire devrait être confirmé dans les mois à venir, une fois que les termes définitifs de l'opération auront été agréés.

Il est prévu d'affecter cette participation à la poche Infrastructures d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, Géosel et RTE.