

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS  
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2015**

## Comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2015	S1 2014 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	6	38 396	36 125
Achats de combustible et d'énergie		(19 495)	(18 293)
Autres consommations externes		(4 082)	(3 676)
Charges de personnel		(6 401)	(5 644)
Impôts et taxes		(2 674)	(2 620)
Autres produits et charges opérationnels	7	3 403	2 941
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>9 147</b>	<b>8 833</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>		24	122
Dotations aux amortissements		(4 375)	(3 753)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(55)	(86)
(Pertes de valeur)/reprises	8	(474)	(19)
Autres produits et charges d'exploitation	9	269	3
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>4 536</b>	<b>5 100</b>
Coût de l'endettement financier brut		(1 086)	(1 173)
Effet de l'actualisation	10	(1 409)	(1 495)
Autres produits et charges financiers		1 347	1 381
<b>Résultat financier</b>	10	<b>(1 148)</b>	<b>(1 287)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>3 388</b>	<b>3 813</b>
Impôts sur les résultats	11	(985)	(1 274)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	14	201	103
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>		<b>2 604</b>	<b>2 642</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>		<b>2 514</b>	<b>2 518</b>
<b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>90</b>	<b>124</b>
<b>Résultat net part du Groupe par action en euros :</b>			
Résultat par action		1,14	1,23
Résultat dilué par action		1,14	1,23

(1) Les données publiées au titre du premier semestre 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

## États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

	S1 2015			S1 2014 <sup>(1)</sup>		
	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>						
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 514</b>	<b>90</b>	<b>2 604</b>	<b>2 518</b>	<b>124</b>	<b>2 642</b>
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute <sup>(2)</sup>	(367)	-	(367)	209	-	209
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	94	-	94	(71)	-	(71)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(9)	-	(9)	12	-	12
<b>Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente</b>	<b>(282)</b>	<b>-</b>	<b>(282)</b>	<b>150</b>	<b>-</b>	<b>150</b>
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute <sup>(2)</sup>	(905)	9	(896)	(305)	-	(305)
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(43)	(2)	(45)	(47)	-	(47)
Juste valeur des instruments de couverture - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	(20)	-	(20)
<b>Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture</b>	<b>(948)</b>	<b>7</b>	<b>(941)</b>	<b>(372)</b>	<b>-</b>	<b>(372)</b>
Ecarts de conversion des entités contrôlées	1 992	283	2 275	729	121	850
Ecarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	412	-	412	41	-	41
<b>Ecarts de conversion</b>	<b>2 404</b>	<b>283</b>	<b>2 687</b>	<b>770</b>	<b>121</b>	<b>891</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat</b>	<b>1 174</b>	<b>290</b>	<b>1 464</b>	<b>548</b>	<b>121</b>	<b>669</b>
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	(339)	(28)	(367)	(163)	(18)	(181)
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	82	5	87	52	(3)	49
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	26	-	26	(33)	-	(33)
<b>Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>	<b>(231)</b>	<b>(23)</b>	<b>(254)</b>	<b>(144)</b>	<b>(21)</b>	<b>(165)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat</b>	<b>(231)</b>	<b>(23)</b>	<b>(254)</b>	<b>(144)</b>	<b>(21)</b>	<b>(165)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>943</b>	<b>267</b>	<b>1 210</b>	<b>404</b>	<b>100</b>	<b>504</b>
<b>RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>3 457</b>	<b>357</b>	<b>3 814</b>	<b>2 922</b>	<b>224</b>	<b>3 146</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

(2) 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 18.4.1 et 18.4.2.

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	<b>30/06/2015</b>	31/12/2014 <sup>(1)</sup>
Goodwill	12	10 510	9 694
Autres actifs incorporels		8 974	8 884
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	13	50 718	50 257
Immobilisations en concessions des autres activités	13	8 071	7 851
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	13	71 705	69 392
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	14	11 314	10 983
Actifs financiers non courants	15	35 350	33 485
Autres débiteurs non courants	17	2 139	2 024
Impôts différés actifs		2 790	2 590
<b>Actif non courant</b>		<b>201 571</b>	<b>195 160</b>
Stocks		14 752	14 747
Clients et comptes rattachés	16	22 282	23 176
Actifs financiers courants	15	19 234	20 752
Actifs d'impôts courants		552	600
Autres débiteurs courants	17	9 079	8 793
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 034	4 701
<b>Actif courant</b>		<b>68 933</b>	<b>72 769</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>		<b>-</b>	<b>18</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>270 504</b>	<b>267 947</b>

<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	<b>30/06/2015</b>	31/12/2014 <sup>(1)</sup>
Capital	18	930	930
Réserves et résultats consolidés		35 176	34 316
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>36 106</b>	<b>35 246</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		5 652	5 419
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>41 758</b>	<b>40 665</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		43 751	42 398
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		1 455	1 297
Provisions pour avantages du personnel		23 071	23 060
Autres provisions		1 856	1 841
<b>Provisions non courantes</b>	19.1	<b>70 133</b>	<b>68 596</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	20	44 738	44 346
Passifs financiers non courants	21.1	47 744	47 274
Autres créditeurs non courants	22	4 899	4 956
Impôts différés passifs		4 655	4 315
<b>Passif non courant</b>		<b>172 169</b>	<b>169 487</b>
Provisions courantes	19.1	4 976	5 254
Fournisseurs et comptes rattachés		11 849	14 864
Passifs financiers courants	21.1	14 943	14 184
Dettes d'impôts courants		511	441
Autres créditeurs courants	22	24 298	23 052
<b>Passif courant</b>		<b>56 577</b>	<b>57 795</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>270 504</b>	<b>267 947</b>

(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 (voir note 2).

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2015	S1 2014 <sup>(1)</sup>
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>		<b>3 388</b>	<b>3 813</b>
Pertes de valeur/(reprises)		474	19
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		4 688	3 914
Produits et charges financiers		551	589
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		241	620
Plus ou moins-values de cession		(913)	(540)
Variation du besoin en fonds de roulement		(588)	(54)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>7 841</b>	<b>8 361</b>
Frais financiers nets décaissés		(911)	(859)
Impôts sur le résultat payés		(781)	(1 264)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>6 149</b>	<b>6 238</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		82	(8)
Investissements incorporels et corporels		(7 259)	(6 249)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		270	71
Variations d'actifs financiers		423	(7 304)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(6 484)</b>	<b>(13 490)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(2)</sup>		30	(19)
Dividendes versés par EDF	18.2	(1 268)	(1 268)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(141)	(93)
Achats/ventes d'actions propres		(13)	(8)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>(1 392)</b>	<b>(1 388)</b>
Émissions d'emprunts		2 539	5 722
Remboursements d'emprunts		(2 329)	(2 018)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	18.3	-	3 970
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	18.3	(397)	(223)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		69	75
Subventions d'investissement reçues		279	97
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>161</b>	<b>7 623</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>(1 231)</b>	<b>6 235</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>(1 566)</b>	<b>(1 017)</b>
<b>TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE</b>			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 566)	(1 017)
Incidence des variations de change		(120)	30
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		8	10
Incidence des reclassements		11	(4)
<b>TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLOTURE</b>		<b>3 034</b>	<b>4 115</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

(2) 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<sup>er</sup> 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 <sup>(2)</sup>	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>								
<b>Capitaux propres au 31/12/2014 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>930</b>	<b>(41)</b>	<b>2 724</b>	<b>(1 144)</b>	<b>32 777</b>	<b>35 246</b>	<b>5 419</b>	<b>40 665</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	2 404	(1 230)	(231)	943	267	1 210
Résultat net	-	-	-	-	2 514	2 514	90	2 604
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 404</b>	<b>(1 230)</b>	<b>2 283</b>	<b>3 457</b>	<b>357</b>	<b>3 814</b>
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 <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	(920)	(920)	31	(889)
<b>CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2015</b>	<b>930</b>	<b>(53)</b>	<b>5 128</b>	<b>(2 374)</b>	<b>32 475</b>	<b>36 106</b>	<b>5 652</b>	<b>41 758</b>

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2014 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(2)</sup>	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>								
<b>Capitaux propres au 31/12/2013</b>	<b>930</b>	<b>(47)</b>	<b>847</b>	<b>62</b>	<b>32 415</b>	<b>34 207</b>	<b>4 998</b>	<b>39 205</b>
Retraitements liés au changement de méthode comptable <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	55	55	-	55
<b>Capitaux propres au 31/12/2013 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>930</b>	<b>(47)</b>	<b>847</b>	<b>62</b>	<b>32 470</b>	<b>34 262</b>	<b>4 998</b>	<b>39 260</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	770	(222)	(144)	404	100	504
Résultat net	-	-	-	-	2 518	2 518	124	2 642
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>770</b>	<b>(222)</b>	<b>2 374</b>	<b>2 922</b>	<b>224</b>	<b>3 146</b>
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	3 970	3 970	-	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(223)	(223)	-	(223)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 268)	(1 268)	(93)	(1 361)
Achats/ventes d'actions propres	-	(8)	-	-	-	(8)	-	(8)
Autres variations	-	-	-	-	(56)	(56)	12	(44)
<b>CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2014</b>	<b>930</b>	<b>(55)</b>	<b>1 617</b>	<b>(160)</b>	<b>37 267</b>	<b>39 599</b>	<b>5 141</b>	<b>44 740</b>

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 et 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 net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction.

(4) Le montant comptabilisé en « autres variations » intègre principalement les effets de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

# ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS - SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>PRINCIPALES REGLES ET METHODES COMPTABLES DU GROUPE.....</b>	<b>9</b>
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE .....	9
1.2	PRINCIPES COMPTABLES APPLICABLES AU 30 JUIN 2015 .....	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 .....	11
<b>2</b>	<b>COMPARABILITÉ DES EXERCICES .....</b>	<b>12</b>
2.1	CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES.....	12
2.2	IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DU PREMIER SEMESTRE 2014 .....	12
2.3	IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2014 .....	13
2.4	IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE DU PREMIER SEMESTRE 2014.....	14
<b>3</b>	<b>ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2015 .....</b>	<b>15</b>
3.1	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 4).....	15
3.2	TRANSITION ÉNERGÉTIQUE .....	15
3.3	DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG) .....	15
<b>4</b>	<b>ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION .....</b>	<b>16</b>
4.1	BUDAPESTI EROMU ZRT (BERT).....	16
4.2	DALKIA .....	16
<b>5</b>	<b>INFORMATIONS SECTORIELLES .....</b>	<b>16</b>
5.1	AU 30 JUIN 2015.....	16
5.2	AU 30 JUIN 2014.....	17
<b>6</b>	<b>CHIFFRE D'AFFAIRES .....</b>	<b>17</b>
<b>7</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....</b>	<b>17</b>
<b>8</b>	<b>PERTES DE VALEUR .....</b>	<b>17</b>
8.1	AU 30 JUIN 2015.....	17
8.2	AU 30 JUIN 2014.....	18
<b>9</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION .....</b>	<b>18</b>
<b>10</b>	<b>RÉSULTAT FINANCIER .....</b>	<b>18</b>
10.1	EFFET DE L'ACTUALISATION.....	18
10.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS.....	18
<b>11</b>	<b>IMPOTS SUR LES RÉSULTATS .....</b>	<b>18</b>
<b>12</b>	<b>GOODWILL .....</b>	<b>19</b>
<b>13</b>	<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES .....</b>	<b>19</b>
<b>14</b>	<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES.....</b>	<b>20</b>
14.1	RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE) .....	21
14.2	CENG.....	22
<b>15</b>	<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS .....</b>	<b>22</b>
15.1	REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	22
15.2	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS .....	23
<b>16</b>	<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS .....</b>	<b>24</b>
<b>17</b>	<b>AUTRES DÉBITEURS .....</b>	<b>24</b>
<b>18</b>	<b>CAPITAUX PROPRES .....</b>	<b>24</b>

18.1	CAPITAL SOCIAL .....	24
18.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES .....	24
18.3	TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDETERMINÉE .....	24
18.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS.....	25
<b>19</b>	<b>PROVISIONS .....</b>	<b>26</b>
19.1	RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS .....	26
19.2	PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS .....	26
19.3	AVANTAGES DU PERSONNEL .....	28
19.4	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS .....	31
<b>20</b>	<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE .....</b>	<b>31</b>
<b>21</b>	<b>PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....</b>	<b>32</b>
21.1	RÉPARTITION ENTRE COURANT ET NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS .....	32
21.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES.....	32
21.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	33
<b>22</b>	<b>AUTRES CRÉDITEURS .....</b>	<b>33</b>
22.1	AVANCES ET ACOMPTE REÇUS.....	33
22.2	DETTE FISCALE.....	33
22.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME.....	33
22.4	AUTRES DETTES.....	34
<b>23</b>	<b>ENGAGEMENTS HORS BILAN .....</b>	<b>34</b>
23.1	ENGAGEMENTS DONNÉS.....	34
23.2	ENGAGEMENTS REÇUS .....	35
<b>24</b>	<b>ACTIFS DÉDIÉS D'EDF .....</b>	<b>36</b>
<b>25</b>	<b>PARTIES LIÉES .....</b>	<b>37</b>
<b>26</b>	<b>ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE.....</b>	<b>38</b>
26.1	DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG) .....	38
26.2	VERSEMENT D'UNE RÉMUNÉRATION AUX PORTEURS DE TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDETERMINÉE ..	38
26.3	ENERGIE STEIERMARK HOLDING AG .....	38
26.4	ACCORD DE PARTENARIAT STRATEGIQUE ENTRE EDF ET AREVA .....	38



# 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 de la Société pour le semestre écoulé au 30 juin 2015 comprennent les comptes :

- des sociétés contrôlées par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, consolidées par mise en équivalence.

L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

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 résumés du Groupe au 30 juin 2015 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 29 juillet 2015.

Les données comparatives 2014 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés résumés sont retraitées du changement de comptabilisation lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 « Droits et taxes » (voir note 2).

## 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 résumés du semestre clos le 30 juin 2015 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 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés résumés 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 2014.

A l'exception des changements mentionnés ci-après, les règles et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées dans les comptes consolidés arrêtés au 31 décembre 2014 et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

### 1.2 PRINCIPES COMPTABLES APPLICABLES AU 30 JUIN 2015

#### 1.2.1 Première application de l'interprétation IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'Interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur du passif relatif à tous les droits ou taxes (*levies*) autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation définit le fait générateur d'un passif d'impôt comme l'activité qui rend la taxe exigible en application des dispositions légales ou réglementaires.

Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, est appliqué par le Groupe depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2 conformément à IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations et erreurs ».

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont le fait générateur de l'obligation de payer intervient à une date spécifiée ou lors de l'atteinte d'un certain seuil d'activité. La comptabilisation de certaines taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

### **1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation**

Les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies - Cotisations des membres du personnel », d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> février 2015, n'auront pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe n'a pas appliqué de norme, interprétation ou amendement par anticipation.

### **1.2.3 Autres textes publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne**

- La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 ».

## **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 2014.

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 2015 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2014, 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 2014.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle 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 la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

## 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. Par ailleurs, l'application de l'interprétation IFRIC 21 affecte significativement la saisonnalité du résultat d'exploitation entre les deux semestres. En effet la comptabilisation de certaines taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée, dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas (voir note 2.2).

## 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

### 2.1 CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES

#### Première application de l'interprétation IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 est d'application obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et appliquée de façon rétrospective conformément à IAS 8.

La conséquence principale pour le Groupe de ce changement de méthode comptable est la comptabilisation de certaines taxes qui n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les taxes concernées par ce changement de comptabilisation relèvent essentiellement de l'exploitation des activités du groupe EDF en France. Il s'agit notamment des taxes dont le fait générateur intervient au 1<sup>er</sup> janvier telles que la taxe sur les installations nucléaires, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), la taxe foncière, la taxe sur les pylônes et la taxe hydraulique.

Les impacts de l'application de l'interprétation IFRIC 21 sur le résultat net part du Groupe du premier semestre 2014 s'élevaient à (599) millions d'euros. En revanche, elle n'a pas d'effet significatif sur les comptes consolidés annuels.

### 2.2 IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DU PREMIER SEMESTRE 2014

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2014 publié	Impacts IFRIC 21	S1 2014 retraité
Chiffre d'affaires	36 125	-	36 125
Achats de combustible et d'énergie	(18 293)	-	(18 293)
Autres consommations externes	(3 676)	-	(3 676)
Charges de personnel	(5 644)	-	(5 644)
Impôts et taxes	(1 833)	(787)	(2 620)
Autres produits et charges opérationnels	2 929	12	2 941
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>9 608</b>	<b>(775)</b>	<b>8 833</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	122	-	122
Dotations aux amortissements	(3 753)	-	(3 753)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (Pertes de valeur)/reprises	(86)	-	(86)
Autres produits et charges d'exploitation	3	-	3
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 875</b>	<b>(775)</b>	<b>5 100</b>
Coût de l'endettement financier brut	(1 173)	-	(1 173)
Effet de l'actualisation	(1 495)	-	(1 495)
Autres produits et charges financiers	1 381	-	1 381
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 287)</b>	<b>-</b>	<b>(1 287)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>4 588</b>	<b>(775)</b>	<b>3 813</b>
Impôts sur les résultats	(1 558)	284	(1 274)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	209	(106)	103
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>3 239</b>	<b>(597)</b>	<b>2 642</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>	<b>3 117</b>	<b>(599)</b>	<b>2 518</b>
<b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>122</b>	<b>2</b>	<b>124</b>

## 2.3 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2014

### ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014 publié	Impacts IFRIC 21	31/12/2014 retraité
Goodwill	9 694	-	9 694
Autres actifs incorporels	8 884	-	8 884
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	50 257	-	50 257
Immobilisations en concessions des autres activités	7 851	-	7 851
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	69 392	-	69 392
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	10 989	(6)	10 983
Actifs financiers non courants	33 485	-	33 485
Autres débiteurs non courants	2 024	-	2 024
Impôts différés actifs	2 626	(36)	2 590
<b>Actif non courant</b>	<b>195 202</b>	<b>(42)</b>	<b>195 160</b>
Stocks	14 747	-	14 747
Clients et comptes rattachés	23 176	-	23 176
Actifs financiers courants	20 752	-	20 752
Actifs d'impôts courants	600	-	600
Autres débiteurs courants	8 793	-	8 793
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 701	-	4 701
<b>Actif courant</b>	<b>72 769</b>	<b>-</b>	<b>72 769</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>18</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>267 989</b>	<b>(42)</b>	<b>267 947</b>

### CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014 publié	Impacts IFRIC 21	31/12/2014 retraité
Capital	930	-	930
Réserves et résultats consolidés	34 261	55	34 316
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>	<b>35 191</b>	<b>55</b>	<b>35 246</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 419	-	5 419
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>40 610</b>	<b>55</b>	<b>40 665</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	42 398	-	42 398
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 297	-	1 297
Provisions pour avantages du personnel	23 060	-	23 060
Autres provisions	1 841	-	1 841
<b>Provisions non courantes</b>	<b>68 596</b>	<b>-</b>	<b>68 596</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	44 346	-	44 346
Passifs financiers non courants	47 274	-	47 274
Autres créditeurs non courants	4 956	-	4 956
Impôts différés passifs	4 315	-	4 315
<b>Passif non courant</b>	<b>169 487</b>	<b>-</b>	<b>169 487</b>
Provisions courantes	5 254	-	5 254
Fournisseurs et comptes rattachés	14 864	-	14 864
Passifs financiers courants	14 184	-	14 184
Dettes d'impôts courants	441	-	441
Autres créditeurs courants	23 149	(97)	23 052
<b>Passif courant</b>	<b>57 892</b>	<b>(97)</b>	<b>57 795</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>267 989</b>	<b>(42)</b>	<b>267 947</b>

## 2.4 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE DU PREMIER SEMESTRE 2014

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2014 publié	Impacts IFRIC 21	S1 2014 retraité
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>	<b>4 588</b>	<b>(775)</b>	<b>3 813</b>
Pertes de valeur (reprises)	19	-	19
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 914	-	3 914
Produits et charges financiers	589	-	589
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	620	-	620
Plus ou moins-values de cession	(540)	-	(540)
Variation du besoin en fonds de roulement	(829)	775	(54)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>8 361</b>	<b>-</b>	<b>8 361</b>
Frais financiers nets décaissés	(859)	-	(859)
Impôts sur le résultat payés	(1 264)	-	(1 264)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>	<b>6 238</b>	<b>-</b>	<b>6 238</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	(8)	-	(8)
Investissements incorporels et corporels	(6 249)	-	(6 249)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	71	-	71
Variations d'actifs financiers	(7 304)	-	(7 304)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>	<b>(13 490)</b>	<b>-</b>	<b>(13 490)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(19)	-	(19)
Dividendes versés par EDF	(1 268)	-	(1 268)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(93)	-	(93)
Achats/ventes d'actions propres	(8)	-	(8)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>	<b>(1 388)</b>	<b>-</b>	<b>(1 388)</b>
Emissions d'emprunts	5 722	-	5 722
Remboursements d'emprunts	(2 018)	-	(2 018)
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	3 970	-	3 970
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(223)	-	(223)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	75	-	75
Subventions d'investissement reçues	97	-	97
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>	<b>7 623</b>	<b>-</b>	<b>7 623</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>	<b>6 235</b>	<b>-</b>	<b>6 235</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(1 017)</b>	<b>-</b>	<b>(1 017)</b>
<b>TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE</b>			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 017)	-	(1 017)
Incidence des variations de change	30	-	30
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	10	-	10
Incidence des reclassements	(4)	-	(4)
<b>TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE</b>	<b>4 115</b>	<b>-</b>	<b>4 115</b>

### 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2015

#### 3.1 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 4)

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié au journal officiel sa délibération du 28 mai 2015 portant décision sur les tarifs de distribution. Ces tarifs vont augmenter de 0,4 % au 1<sup>er</sup> août 2015. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE augmentera de 2,4 % au 1<sup>er</sup> août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %. En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure est applicable du 1<sup>er</sup> août 2014 au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs de transport, la CRE prolonge l'abattement de 50 % aux électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015, date d'entrée en vigueur des dispositions prévues à l'article 43 du projet de loi de transition énergétique. La perte supplémentaire de recettes pour RTE deviendra une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires.

#### 3.2 TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. La promulgation de la loi interviendra après examen et décision du Conseil constitutionnel.

#### 3.3 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1,224 milliard d'euros (soit 889 millions d'euros de principal et 335 millions d'euros d'intérêts) correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission a décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État devra ordonner à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et procédera au remboursement des sommes exigées. EDF conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et déposera, sous réserve de l'examen de la décision, un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

EDF en traduit les conséquences sur ses comptes consolidés au 30 juin 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009 :
  - le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, impacte négativement les capitaux propres consolidés du Groupe,

- les intérêts financiers courus associés, estimés au 30 juin 2015 à environ 488 millions d'euros, impactent le résultat (en « Autres produits et charges financiers » pour la part concernant EDF SA et ERDF et « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » pour la part relative à RTE). L'impact sur le résultat net part du Groupe est de (348) millions d'euros.
- en contrepartie est constatée une charge à payer vis-à-vis de l'État français pour 1,377 milliard d'euros (en « Autres créditeurs »), partiellement compensée par une créance sur RTE à hauteur de 373 millions d'euros (en « Autres débiteurs ») ;
- la valeur des titres RTE diminue ainsi à hauteur de sa quote-part dans le montant du principal et des intérêts (en « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »).

Sur le second semestre 2015, cette décision devrait se traduire par une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de l'ordre de 0,9 milliard d'euros (effet net d'impôt aux bornes du Groupe, soit hors impact sur l'endettement financier net de RTE).

## 4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Aucune évolution significative du périmètre de consolidation n'est intervenue depuis le 31 décembre 2014.

### 4.1 BUDAPESTI EROMU ZRT (BERT)

Le 30 juin 2015, le groupe EDF a annoncé la signature d'un accord avec EP Energy pour la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt. (BERT).

Cette transaction est soumise à l'approbation de l'autorité de la concurrence et du régulateur hongrois, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.

Cette opération n'aura pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe.

### 4.2 DALKIA

Le compte de résultat du premier semestre 2014 n'intègre pas les activités de Dalkia, la prise de contrôle étant intervenue le 25 juillet 2014.

Si la prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1<sup>er</sup> janvier 2014, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation du Groupe auraient augmenté respectivement d'environ 1,4 milliard d'euros et 0,1 milliard d'euros sur le premier semestre 2014.

## 5 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 2014.

### 5.1 AU 30 JUIN 2015

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>							
Chiffre d'affaires externe	20 791	5 553	5 811	2 923	3 318	-	38 396
Chiffre d'affaires inter-secteur	535	1	2	75	951	(1 564)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>21 326</b>	<b>5 554</b>	<b>5 813</b>	<b>2 998</b>	<b>4 269</b>	<b>(1 564)</b>	<b>38 396</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>6 359</b>	<b>1 312</b>	<b>246</b>	<b>352</b>	<b>878</b>	<b>-</b>	<b>9 147</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>3 732</b>	<b>600</b>	<b>(249)</b>	<b>(188)</b>	<b>641</b>	<b>-</b>	<b>4 536</b>



## 5.2 AU 30 JUIN 2014

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>							
Chiffre d'affaires externe	20 352	5 167	6 292	2 863	1 451	-	36 125
Chiffre d'affaires inter-secteur	438	-	1	71	545	(1 055)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>20 790</b>	<b>5 167</b>	<b>6 293</b>	<b>2 934</b>	<b>1 996</b>	<b>(1 055)</b>	<b>36 125</b>
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>6 097</b>	<b>1 174</b>	<b>456</b>	<b>298</b>	<b>808</b>	<b>-</b>	<b>8 833</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>3 484</b>	<b>710</b>	<b>256</b>	<b>68</b>	<b>582</b>	<b>-</b>	<b>5 100</b>

## 6 CHIFFRE D'AFFAIRES

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

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2015	S1 2014
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	37 269	34 956
Autres ventes de biens et de services	675	703
Trading	452	466
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>38 396</b>	<b>36 125</b>

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2015 intègre notamment les activités de Dalkia pour environ 1,4 milliards d'euros, sans équivalent sur le premier semestre 2014 (voir note 4.2).

## 7 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 3 279 millions d'euros au premier semestre 2015 (3 039 millions d'euros au premier semestre 2014).

## 8 PERTES DE VALEUR

### 8.1 AU 30 JUIN 2015

Les pertes de valeur s'élèvent à (474) millions d'euros au premier semestre 2015. Elles concernent principalement :

#### Edison

La forte baisse des prix du Brent de fin 2014 s'est confirmée sur le premier semestre 2015. Les tests relatifs aux activités d'exploration-production d'Edison ont donc été mis à jour pour les principaux champs en tenant compte par ailleurs du plan d'économies déployé par l'entité. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (59) millions d'euros.

#### EDF Luminus

L'évolution du modèle économique sur le parc thermique (changements au niveau de la régulation : mise en place des réserves stratégiques, appel aux centrales dans le cadre d'enchères) a conduit à analyser ce groupe d'actifs séparément à compter de 2015. Cette revue de portefeuille a mis en évidence une perte de valeur de (191) millions d'euros sur les actifs thermiques.

#### EDF Énergies Nouvelles

Compte tenu de la hausse significative du risque pays en Grèce, les tests réalisés sur les actifs d'EDF Énergies Nouvelles en Grèce ont été mis à jour au 30 juin 2015 conduisant à la comptabilisation d'une perte de valeur de (30) millions d'euros.

## Autres dépréciations

Des pertes de valeurs ont par ailleurs été comptabilisées sur des projets en France et aux Etats-Unis pour un montant total de (176) millions d'euros.

## 8.2 AU 30 JUIN 2014

Les pertes de valeur s'élèvent à (19) millions d'euros au premier semestre 2014. Elles concernent principalement des centrales de cogénération d'une filiale de Fenice en Espagne, et sont la conséquence de la publication par le gouvernement espagnol, sur le premier semestre 2014, de décrets défavorables au secteur des énergies renouvelables.

## 9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 269 millions d'euros au premier semestre 2015. Ils résultent principalement des effets de l'accord signé avec ENGIE relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie.

## 10 RÉSULTAT FINANCIER

### 10.1 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 2015	S1 2014
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(539)	(632)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs <sup>(1)</sup>	(824)	(819)
Autres provisions et avances	(46)	(44)
<b>EFFET DE L'ACTUALISATION</b>	<b>(1 409)</b>	<b>(1 495)</b>

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 15.2.3).

### 10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les autres produits et charges financiers incluent sur le premier semestre 2015 des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 761 millions d'euros (494 millions d'euros sur le premier semestre 2014). Ils intègrent également une estimation des intérêts financiers courus au 30 juin 2015 dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

## 11 IMPOTS SUR LES RÉSULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (985) millions d'euros au premier semestre 2015, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,1 % (charge de (1 274) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,4 % au premier semestre 2014).

La baisse du taux effectif d'impôt observée sur le premier semestre 2015 par rapport au premier semestre 2014 s'explique en particulier par l'annulation de la taxe Robin Hood en Italie, suite à la décision de la Cour constitutionnelle.

## 12 GOODWILL

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

(en millions d'euros)

<b>Valeur nette comptable au 31/12/2014</b>	<b>9 694</b>
Acquisitions	17
Cessions	(3)
Pertes de valeur	(2)
Ecart de conversion	820
Autres mouvements	(16)
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE AU 30/06/2015</b>	<b>10 510</b>
Valeur brute à la clôture	11 451
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(941)

Sur le premier semestre 2015, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour 820 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

## 13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions d'euros)

	30/06/2015	31/12/2014
Immobilisations	49 326	48 746
Immobilisations en cours	1 392	1 511
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>50 718</b>	<b>50 257</b>
Immobilisations	6 572	6 495
Immobilisations en cours	1 499	1 356
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS</b>	<b>8 071</b>	<b>7 851</b>
Immobilisations de production	50 328	50 342
Immobilisations en cours	21 143	18 813
Immobilisations financées par location-financement	234	237
<b>IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE</b>	<b>71 705</b>	<b>69 392</b>

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

	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France <sup>(1)</sup>	Immobilisations en concessions des autres activités	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre
(en millions d'euros)			
<b>Valeurs brutes au 30/06/2015</b>	<b>88 619</b>	<b>14 135</b>	<b>115 875</b>
Amortissements et pertes de valeur au 30/06/2015	(39 293)	(7 563)	(65 547)
<b>VALEURS NETTES AU 30/06/2015</b>	<b>49 326</b>	<b>6 572</b>	<b>50 328</b>
<b>Valeurs nettes au 31/12/2014</b>	<b>48 746</b>	<b>6 495</b>	<b>50 342</b>

(1) Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants soit 82 519 millions d'euros en valeur brute et 46 863 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2015 (81 240 millions d'euros en valeur brute et 46 334 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2014).

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

	Terrains et constructions	Réseaux	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>VALEURS NETTES AU 30/06/2015</b>	<b>5 626</b>	<b>12</b>	<b>24 670</b>	<b>10 346</b>	<b>9 674</b>	<b>50 328</b>
<b>Valeurs nettes au 31/12/2014</b>	<b>5 578</b>	<b>13</b>	<b>24 546</b>	<b>10 536</b>	<b>9 669</b>	<b>50 342</b>

## 14 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

<i>(en millions d'euros)</i>	Activité principale <sup>(1)</sup>	30/06/2015			31/12/2014	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
<b>Principales participations dans les entreprises associées</b>						
RTE	T	100,00	4 879	183	5 109	379
CENG	P	49,99	2 817	8	2 615	(101)
Alpiq	P, D, A, T	25,04	721	(121)	735	(193)
Estag	D	25,00	265	17	260	13
<b>Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises</b>						
			2 632	114	2 264	81
<b>TOTAL</b>			<b>11 314</b>	<b>201</b>	<b>10 983</b>	<b>179</b>

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

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 et Edison.

### RTE

La diminution de la valeur des titres RTE est liée aux conséquences de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

### ALPIQ

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 2015.

En janvier 2015, la Banque Nationale Suisse a annoncé la suppression du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse. Alpiq vendant en euros l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse, un euro durablement plus faible a un effet négatif sur la valeur de ses centrales.

En conséquence, le Groupe a procédé à une estimation de la dépréciation des actifs suisses d'Alpiq et a comptabilisé une dépréciation nette de (108) millions d'euros sur sa quote-part dans la valeur de ces actifs.

### ESTAG

Des informations concernant un accord de cession de la participation du Groupe dans Estag sont présentées en note 26.3 « Évènements postérieurs à la clôture ».

## 14.1 RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE)

### 14.1.1 Éléments financiers de RTE

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015	31/12/2014
Actifs non courants	15 496	15 132
Actifs courants	1 805	3 000
<b>Total actif</b>	<b>17 301</b>	<b>18 132</b>
Capitaux propres	4 879	5 109
Passifs non courants	8 615	8 623
Passifs courants	3 807	4 400
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>	<b>17 301</b>	<b>18 132</b>
Chiffre d'affaires	2 444	4 461
Excédent brut d'exploitation	929	1 687
Résultat net	183	379
Endettement financier net	7 585	7 877
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1	(154)
Dividendes versés au Groupe	177	250

Les éléments présentés incluent au niveau des différents agrégats les conséquences de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

### 14.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 30 juin 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

#### Chiffre d'affaires

ERDF 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 2015, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 1 783 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 2015 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 55 millions d'euros et 95 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 149 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 2015 (670 millions d'euros au 31 décembre 2014). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 18 millions d'euros sur le premier semestre 2015.

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

## 14.2 CENG

### 14.2.1 Éléments financiers de CENG

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015	31/12/2014
Actifs non courants	10 785	9 975
Actifs courants	984	1 009
<b>Total actif</b>	<b>11 769</b>	<b>10 984</b>
Capitaux propres	5 636	5 232
Passifs non courants	5 960	5 481
Passifs courants	173	271
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>	<b>11 769</b>	<b>10 984</b>
Chiffre d'affaires	613	1 140
Excédent brut d'exploitation	164	285
Résultat net	17	(202)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	387	593
Dividendes versés au Groupe	-	315

### 14.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 30 juin 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG sont les suivantes.

#### Chiffre d'affaires

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America) 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<sup>er</sup> 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 2015.

## 15 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

### 15.1 REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 524	-	<b>3 524</b>	4 194	-	<b>4 194</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	12 742	16 498	<b>29 240</b>	13 474	15 953	<b>29 427</b>
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 787	3 517	<b>5 304</b>	1 519	3 349	<b>4 868</b>
Prêts et créances financières	1 181	15 335	<b>16 516</b>	1 565	14 183	<b>15 748</b>
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS <sup>(1)</sup></b>	<b>19 234</b>	<b>35 350</b>	<b>54 584</b>	<b>20 752</b>	<b>33 485</b>	<b>54 237</b>

(1) Dont dépréciation pour (430) millions d'euros au 30 juin 2015 ((373) millions d'euros au 31 décembre 2014).

## 15.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

### 15.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 524	4 194
<b>ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT</b>	<b>3 524</b>	<b>4 194</b>

### 15.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	30/06/2015			31/12/2014		
	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	9 301	6 509	<b>15 810</b>	8 301	7 064	<b>15 365</b>
Actifs liquides	2 474	9 859	<b>12 333</b>	1 774	11 216	<b>12 990</b>
Autres titres	1 036	61	<b>1 097</b>	987	85	<b>1 072</b>
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE</b>	<b>12 811</b>	<b>16 429</b>	<b>29 240</b>	<b>11 062</b>	<b>18 365</b>	<b>29 427</b>

(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 consolidés. Ils représentaient un montant de 1 015 millions d'euros au 31 décembre 2014 et aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2015.

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 24. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2014.

### 15.2.3 Prêts et créances financières

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Prêts et créances financières - Actifs à recevoir du NLF	9 358	8 617
Prêts et créances financières - CSPE	5 188	5 144
Autres prêts et créances financières	1 970	1 987
<b>PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES</b>	<b>16 516</b>	<b>15 748</b>

Au 30 juin 2015 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 9 358 millions d'euros au 30 juin 2015 (8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014) ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012, en vertu de l'accord du 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 688 millions d'euros au 30 juin 2015 (670 millions d'euros au 31 décembre 2014).

## 16 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015	31/12/2014
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	21 021	21 343
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 546	3 108
Dépréciations	(1 285)	(1 275)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE</b>	<b>22 282</b>	<b>23 176</b>

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 2015 pour un montant de 839 millions d'euros dont 608 millions d'euros par le groupe Edison (1 225 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 610 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.

## 17 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2015, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, pour les exercices 2013 et suivants, à hauteur de 2 117 millions (2 057 millions d'euros au 31 décembre 2014).

## 18 CAPITAUX PROPRES

### 18.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2015 le capital social d'EDF s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro (inchangé par rapport au 31 décembre 2014).

### 18.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2014 à 1,25 euro par action.

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 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 5 juin 2015 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

### 18.3 TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDÉTERMINÉE

Au 30 juin 2015, 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, en janvier 2015, une rémunération de 397 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 (223 millions d'euros sur le premier semestre 2014).



## 18.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

### 18.4.1 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2015		S1 2014	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs dédiés d'EDF	699	870	642	503
Actifs liquides	(142)	36	122	27
Autres titres	(18)	-	(25)	-
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE <sup>(3)</sup></b>	<b>539</b>	<b>906</b>	<b>739</b>	<b>530</b>

(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 2015 concernent principalement EDF pour (366) millions d'euros, dont (171) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2014 concernent principalement EDF pour 205 millions d'euros, dont 139 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

### 18.4.2 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2015			S1 2014		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité
Couverture de taux	-	-	-	(26)	-	-
Couverture de change	602	471	4	115	67	(10)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 459)	-	-	(407)	-	-
Couverture de matières premières	151	(272)	(13)	(105)	(185)	5
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE <sup>(3)</sup></b>	<b>(706)</b>	<b>199</b>	<b>(9)</b>	<b>(423)</b>	<b>(118)</b>	<b>(5)</b>

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

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

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

## 19 PROVISIONS

### 19.1 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2015			31/12/2014		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	19.2	1 361	19 730	21 091	1 632	19 455	21 087
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19.2	279	24 021	24 300	290	22 943	23 233
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	19.2	<b>1 640</b>	<b>43 751</b>	<b>45 391</b>	<b>1 922</b>	<b>42 398</b>	<b>44 320</b>
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		62	1 455	1 517	37	1 297	1 334
Provisions pour avantages du personnel	19.3	1 128	23 071	24 199	1 058	23 060	24 118
Autres provisions	19.4	2 146	1 856	4 002	2 237	1 841	4 078
<b>TOTAL PROVISIONS</b>		<b>4 976</b>	<b>70 133</b>	<b>75 109</b>	<b>5 254</b>	<b>68 596</b>	<b>73 850</b>

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

Sur le premier semestre 2015, les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Ecart de conversions	Autres mouvements	30/06/2015
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 230	238	(727)	264	197	(58)	12 144
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 857	17	(224)	188	112	(3)	8 947
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>21 087</b>	<b>255</b>	<b>(951)</b>	<b>452</b>	<b>309</b>	<b>(61)</b>	<b>21 091</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 497	-	(89)	389	517	-	20 314
Provisions pour derniers cœurs	3 736	-	-	94	126	30	3 986
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>23 233</b>	<b>-</b>	<b>(89)</b>	<b>483</b>	<b>643</b>	<b>30</b>	<b>24 300</b>
<b>PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>44 320</b>	<b>255</b>	<b>(1 040)</b>	<b>935</b>	<b>952</b>	<b>(31)</b>	<b>45 391</b>

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 19.2.1	19.2.2		
Provisions pour gestion du combustible utilisé	9 981	2 163	-	12 144
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 636	1 310	1	8 947
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 30/06/2015</b>	<b>17 617</b>	<b>3 473</b>	<b>1</b>	<b>21 091</b>
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2014</b>	<b>17 781</b>	<b>3 303</b>	<b>3</b>	<b>21 087</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 108	6 006	200	20 314
Provisions pour derniers cœurs	2 514	1 472	-	3 986
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 30/06/2015</b>	<b>16 622</b>	<b>7 478</b>	<b>200</b>	<b>24 300</b>
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2014</b>	<b>16 279</b>	<b>6 759</b>	<b>195</b>	<b>23 233</b>

## 19.2.1 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.

### Déchets HA-MAVL

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué leurs observations début 2015. Celles-ci seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin juin 2015 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de un milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

### 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 d'actualisation nominal s'établit à 4,6 % au 30 juin 2015 (inchangé par rapport au 31 décembre 2014) et respecte le double plafond réglementaire.

Par ailleurs, les charges relatives aux provisions nucléaires en France sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2015 et réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée.

	30/06/2015		31/12/2014	
	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	16 303	9 981	16 463	10 105
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 280	7 636	26 159	7 676
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>42 583</b>	<b>17 617</b>	<b>42 622</b>	<b>17 781</b>
Déconstruction des centrales nucléaires	22 723	14 108	22 608	13 866
Derniers cœurs	4 132	2 514	4 050	2 413
<b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS COEURS</b>	<b>26 855</b>	<b>16 622</b>	<b>26 658</b>	<b>16 279</b>

## 19.2.2 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 2014.

## 19.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

### 19.3.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015	31/12/2014
Provision pour avantages du personnel - part courante	1 128	1 058
Provision pour avantages du personnel - part non courante	23 071	23 060
<b>PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>24 199</b>	<b>24 118</b>

### 19.3.1.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
<b>Soldes au 31/12/2014</b>	<b>42 616</b>	<b>(18 498)</b>	<b>24 118</b>
Charge nette du premier semestre 2015	795	(269)	526
Ecart actuariels	376	(9)	367
Cotisations versées aux fonds	-	(164)	(164)
Cotisations salariales	1	-	1
Prestations versées	(811)	131	(680)
Ecart de conversion	800	(767)	33
Mouvements de périmètre	1	-	1
Autres variations	(3)	-	(3)
<b>SOLDES AU 30/06/2015</b>	<b>43 775</b>	<b>(19 576)</b>	<b>24 199</b>

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

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2015	S1 2014
Coût des services rendus	(512)	(385)
Coût des services passés	285	55
Ecart actuariels - avantages à long terme	(29)	(80)
<b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>	<b>(256)</b>	<b>(410)</b>
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(539)	(632)
Produit sur les actifs de couverture	269	294
<b>Charge d'intérêt nette en résultat financier</b>	<b>(270)</b>	<b>(338)</b>
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(526)</b>	<b>(748)</b>
Ecart actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(376)	(1 051)
Ecart actuariels sur actifs de couverture	9	870
<b>Ecart actuariels</b>	<b>(367)</b>	<b>(181)</b>
<b>Ecart de conversion</b>	<b>(33)</b>	<b>(17)</b>
<b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>(400)</b>	<b>(198)</b>

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.

### 19.3.1.3 Provision pour avantages du personnel par segment

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Engagements au 31/12/2014</b>	<b>33 792</b>	<b>8 253</b>	<b>53</b>	<b>130</b>	<b>388</b>	<b>42 616</b>
Charge nette du premier semestre 2015	477	303	2	2	11	795
Ecart actuariels	-	376	-	-	-	376
Cotisations salariales	-	1	-	-	-	1
Prestations versées	(668)	(129)	-	(5)	(9)	(811)
Ecart de conversion	-	799	-	-	1	800
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	1	1
Autres variations	-	-	(3)	-	-	(3)
<b>ENGAGEMENTS AU 30/06/2015</b>	<b>33 601</b>	<b>9 603</b>	<b>52</b>	<b>127</b>	<b>392</b>	<b>43 775</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(10 429)	(9 055)	-	(61)	(31)	(19 576)
<b>PROVISION AU 30/06/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>23 172</b>	<b>548</b>	<b>52</b>	<b>66</b>	<b>361</b>	<b>24 199</b>

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Engagements au 31/12/2014</b>	<b>33 792</b>	<b>8 253</b>	<b>53</b>	<b>130</b>	<b>388</b>	<b>42 616</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	-	(56)	(31)	(18 498)
<b>PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>23 371</b>	<b>263</b>	<b>53</b>	<b>74</b>	<b>357</b>	<b>24 118</b>

## 19.3.2 Hypothèses actuarielles

### 19.3.2.1 France

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, 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.

<i>(en %)</i>	30/06/2015	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,20 %	2,20 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,70 %
Taux d'augmentation des salaires <sup>(1)</sup>	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 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à maintenir le taux d'actualisation à 2,20 % au 30 juin 2015.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, 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 2015 correspond à un taux moyen de 1,70 %, inchangé par rapport au 31 décembre 2014.

### 19.3.2.2 Royaume-Uni

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

(en %)	30/06/2015	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,60 %	3,60 %
Taux d'inflation	3,30 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,30 %	3,10 %

## 19.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

### 19.4.1 Autres provisions

	31/12/2014	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2015
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	360	13	(20)	-	-	12	365
Provisions pour risques fiscaux	584	16	(128)	(23)	-	(8)	441
Provisions pour litiges	533	38	(18)	(35)	-	-	518
Provisions pour contrats onéreux	159	3	(24)	(2)	-	1	137
Provisions liées aux dispositifs environnementaux <sup>(1)</sup>	952	558	(458)	-	-	71	1 123
Autres provisions	1 490	152	(182)	(38)	-	(4)	1 418
<b>TOTAL</b>	<b>4 078</b>	<b>780</b>	<b>(830)</b>	<b>(98)</b>	<b>-</b>	<b>72</b>	<b>4 002</b>

(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.

### 19.4.2 Passifs éventuels

Concernant les passifs éventuels du Groupe, à l'exception des éléments mentionnés en note 3.3, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2015 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2014 en note 45.

## 20 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 :

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Contre-valeur des biens	44 695	44 183
Financement concessionnaire non amorti	(21 949)	(21 599)
<b>Droits sur biens existants - valeurs nettes</b>	<b>22 746</b>	<b>22 584</b>
Amortissement du financement du concédant	11 850	11 586
Provisions pour renouvellement	10 142	10 176
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>21 992</b>	<b>21 762</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>44 738</b>	<b>44 346</b>

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, en particulier dans la note 1.3.13.2 qui décrit l'impact d'une méthode alternative de calcul.

## 21 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

### 21.1 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>	30/06/2015			31/12/2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	46 784	10 007	<b>56 791</b>	46 537	9 115	<b>55 652</b>
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 010	<b>3 010</b>	-	2 855	<b>2 855</b>
Juste valeur négative des dérivés de couverture	960	1 926	<b>2 886</b>	737	2 214	<b>2 951</b>
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>47 744</b>	<b>14 943</b>	<b>62 687</b>	<b>47 274</b>	<b>14 184</b>	<b>61 458</b>

### 21.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

#### 21.2.1 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
<b>Soldes au 31/12/2014</b>	<b>43 584</b>	<b>3 768</b>	<b>6 561</b>	<b>491</b>	<b>1 248</b>	<b>55 652</b>
Augmentations	-	69	2 498	-	29	2 596
Diminutions	(1 907)	(798)	(257)	(18)	(205)	(3 185)
Ecart de conversion	932	114	49	-	2	1 097
Mouvements de périmètre	-	5	(70)	2	2	(61)
Variations de juste valeur	323	1	357	2	-	683
Autres mouvements	1	2	6	1	(1)	9
<b>SOLDES AU 30/06/2015</b>	<b>42 933</b>	<b>3 161</b>	<b>9 144</b>	<b>478</b>	<b>1 075</b>	<b>56 791</b>

#### 21.2.2 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	102	455	8 472	66	912	<b>10 007</b>
Entre un et cinq ans	11 530	1 403	48	179	36	<b>13 196</b>
A plus de cinq ans	31 301	1 303	624	233	127	<b>33 588</b>
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES AU 30/06/2015</b>	<b>42 933</b>	<b>3 161</b>	<b>9 144</b>	<b>478</b>	<b>1 075</b>	<b>56 791</b>

#### 21.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 544 millions d'euros au 30 juin 2015 (10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014).

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
<b>LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES</b>	<b>11 544</b>	<b>1 750</b>	<b>9 794</b>	-	<b>10 756</b>	



## 21.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015		31/12/2014	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES</b>	<b>62 947</b>	<b>56 791</b>	<b>63 460</b>	<b>55 652</b>

## 21.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2015	31/12/2014
Emprunts et dettes financières	21.2.1	56 791	55 652
Dérivés de couvertures des dettes		(3 234)	(3 083)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(3 034)	(4 701)
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	15.2.2	(12 333)	(12 990)
Prêt à RTE		(688)	(670)
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>37 502</b>	<b>34 208</b>

## 22 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2015	31/12/2014
Avances et acomptes reçus	7 626	7 283
Fournisseurs d'immobilisations	2 604	3 647
Dettes fiscales	6 685	5 910
Dettes sociales	3 587	3 574
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 714	3 762
Autres produits constatés d'avance	750	763
Autres dettes	4 231	3 069
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>29 197</b>	<b>28 008</b>
dont part non courante	4 899	4 956
dont part courante	24 298	23 052

### 22.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2015, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 817 millions d'euros (6 340 millions d'euros au 31 décembre 2014).

### 22.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2015, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 386 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 122 millions d'euros au 31 décembre 2014).

### 22.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2015, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 957 millions d'euros (1 989 millions au 31 décembre 2014).

## 22.4 AUTRES DETTES

Au 30 juin 2015, les autres dettes intègrent la charge à payer vis à vis de l'État français suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

## 23 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2015. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

### 23.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2015	31/12/2014
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation <sup>(1)</sup>	23.1.1.2	9 015	8 207
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	23.1.2	13 632	14 437
Engagements donnés liés aux opérations de financement	23.1.3	5 693	5 425

*(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.

#### 23.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

##### 23.1.1.1 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 29 147 millions d'euros au 31 décembre 2014. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2015.

##### 23.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2015, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	3 819	1 850	631	1 338	3 751
Engagements sur achats d'exploitation <sup>(1)</sup>	4 979	3 064	1 542	373	4 294
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	217	69	130	18	162
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS A L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION <sup>(2)</sup></b>	<b>9 015</b>	<b>4 983</b>	<b>2 303</b>	<b>1 729</b>	<b>8 207</b>

*(1) Hors énergies et combustibles.*

*(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 134 millions d'euros au 30 juin 2015 (128 millions d'euros au 31 décembre 2014).*

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 2015, 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.

##### 23.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élèvent à 3 579 millions d'euros au 31 décembre 2014. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2015.

## 23.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2015, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	<b>12 672</b>	6 274	5 879	519	13 628
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	<b>413</b>	355	54	4	248
Autres engagements donnés liés aux investissements	<b>547</b>	5	364	178	561
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT <sup>(1)</sup></b>	<b>13 632</b>	<b>6 634</b>	<b>6 297</b>	<b>701</b>	<b>14 437</b>

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 294 millions d'euros au 30 juin 2015 (317 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Au 30 juin 2015, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables. Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en œuvre de la clause de liquidité et ont notifié au cours du premier trimestre 2015 leur volonté de céder l'ensemble de leurs titres d'EDF Luminus.

Le 13 mai 2015, le projet d'introduction en bourse d'EDF Luminus a été approuvé par son Conseil d'administration. Cette opération pourrait être réalisée d'ici la fin de l'année 2015, sous réserve des conditions de marché et de l'approbation de l'Autorité belge des Services et Marché Financiers (FSMA).

## 23.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2015 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	<b>4 502</b>	72	1 235	3 195	4 316
Garanties financières données	<b>927</b>	397	367	163	860
Autres engagements donnés liés au financement	<b>264</b>	245	13	6	249
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT <sup>(1)</sup></b>	<b>5 693</b>	<b>714</b>	<b>1 615</b>	<b>3 364</b>	<b>5 425</b>

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 936 millions d'euros au 30 juin 2015 (900 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

## 23.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 30 juin 2015.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2015	31/12/2014
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation <sup>(1)</sup>	23.2.1	1 614	1 723
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	23.2.2	29	102
Engagements reçus liés aux opérations de financement	23.2.3	44	124

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 21.2.3 et hors engagements de location simple en tant que bailleur.

### 23.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 30 juin 2015 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur ventes d'exploitation	471	115	186	170	480
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 081	811	168	102	1 164
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	62	20	22	20	79
<b>ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPERATIONS D'EXPLOITATION</b>	<b>1 614</b>	<b>946</b>	<b>376</b>	<b>292</b>	<b>1 723</b>

### 23.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPERATIONS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>29</b>	<b>1</b>	<b>28</b>	<b>-</b>	<b>102</b>

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 30 juin 2015.

### 23.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2015			31/12/2014
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPERATIONS DE FINANCEMENT</b>	<b>44</b>	<b>27</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>124</b>

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 30 juin 2015.

## 24 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, 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 2014.

Le décret du 24 mars 2015, modifiant le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Présentation au bilan	30/06/2015	31/12/2014
Actions		8 203	7 592
Titres de dettes		6 073	6 419
Portefeuille trésorerie		428	640
<b>Actifs dédiés – actions et titres de dettes</b>	Actifs financiers disponibles à la vente	<b>14 704</b>	<b>14 651</b>
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(20)	(23)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	8	5
<b>Placements diversifiés actions et obligations</b>		<b>14 692</b>	<b>14 633</b>
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 188	5 144
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(3)	(8)
<b>Créance de CSPE après dérivés</b>		<b>5 185</b>	<b>5 136</b>
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	2 440	2 555
Autres actifs <sup>(1)</sup>	Actifs financiers disponibles à la vente	1 098	709
<b>Actifs non cotés (EDF Invest)</b>		<b>3 538</b>	<b>3 264</b>
<b>TOTAL ACTIFS DÉDIÉS <sup>(1)</sup></b>		<b>23 415</b>	<b>23 033</b>

(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, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 324 millions d'euros au 30 juin 2015.

Au 30 juin 2015, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Sur le premier semestre 2015, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 761 millions d'euros (494 millions d'euros sur le premier semestre 2014).

Au 30 juin 2015, 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 2 128 millions d'euros avant impôt (2 299 millions d'euros au 31 décembre 2014).

## 25 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2014. 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 14.1 et 14.2.

## 26 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE

### 26.1 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

En date du 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG), dont les effets sur les comptes sont précisés en note 3.3.

### 26.2 VERSEMENT D'UNE RÉMUNÉRATION AUX PORTEURS DE TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDÉTERMINÉE

En juillet 2015, une rémunération de 60 millions de livres sterling et 121 millions de dollars américains (soit au total environ 200 millions d'euros) a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014. 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 2015.

### 26.3 ENERGIE STEIERMARK HOLDING AG

En juillet 2015, le groupe EDF a annoncé la signature d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour la vente de la participation de 25 % dans l'entreprise d'Énergie Steiermark Holding AG (Estag).

Cette transaction est soumise à l'approbation des autorités de concurrence compétentes et de contrôle des investissements étrangers. La finalisation de la transaction, attendue au cours du deuxième semestre 2015, nécessite également l'approbation du Land de Styrie, l'actionnaire majoritaire d'Estag, ainsi que la signature d'un nouveau pacte d'actionnaires entre Macquarie et le Land de Styrie.

Des informations complémentaires sur la participation du Groupe dans Estag sont présentées en note 14 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

### 26.4 ACCORD DE PARTENARIAT STRATEGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

EDF et AREVA ont signé le 30 juillet un protocole d'accord formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comporte 3 volets.

En premier lieu, EDF et AREVA concluront 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.

Ce protocole porte en deuxième lieu sur le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP, société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs. Il prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du Grand Carénage pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF.

Le protocole vise enfin à créer une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur / fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

Les parties se sont mises d'accord sur un prix indicatif (valeur des fonds propres à 100 %<sup>(1)</sup>) de 2,7 milliards d'euros<sup>(2)</sup>, à la date de réalisation de l'opération et ont convenu que le traitement de la trésorerie de la période intermédiaire entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et la date de réalisation ferait l'objet d'un accord ultérieur tenant compte

des mesures engagées et des prévisions qui seront présentées par le nouveau management d'AREVA NP. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2015 de 8x<sup>(3)</sup>. Le protocole stipule également qu'EDF, AREVA NP et leurs filiales seront totalement immunisés contre tout risque lié au projet Olkiluoto 3. 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 et de confirmer que cette opération aura un impact neutre sur son cash flow 2018.

Une phase de « due diligence » détaillée va s'engager à partir du mois d'août afin de permettre à EDF de remettre une offre ferme au dernier trimestre 2015. Avant la remise d'une offre ferme, le Groupe procédera à la consultation de ses instances représentatives du personnel ainsi qu'à la négociation de la participation d'éventuels autres partenaires. La réalisation de l'opération est envisagée au second semestre 2016, 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 pouvant faire l'objet d'un ajustement après « due diligence »

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