

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2018**

Compte de résultat consolidé

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2018	S1 2017 retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	6	35 175	33 298
Achats de combustible et d'énergie		(16 751)	(16 920)
Autres consommations externes		(4 038)	(3 733)
Charges de personnel		(6 836)	(6 286)
Impôts et taxes		(2 694)	(2 687)
Autres produits et charges opérationnels	7	3 375	3 324
Excédent brut d'exploitation		8 231	6 996
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>		19	(196)
Dotations aux amortissements		(4 410)	(4 212)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(66)	(41)
(Pertes de valeur)/reprises	8	(68)	(32)
Autres produits et charges d'exploitation	9	(56)	1 367
Résultat d'exploitation		3 650	3 882
Coût de l'endettement financier brut		(785)	(879)
Effet de l'actualisation	10.1	(1 707)	(1 283)
Autres produits et charges financiers	2, 10.2	855	1 174
Résultat financier		(1 637)	(988)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		2 013	2 894
Impôts sur les résultats	11	(625)	(712)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	14	365	(93)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		1 753	2 089
Dont résultat net - part du Groupe		1 726	2 005
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		27	84
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		0,46	0,66
Résultat dilué par action		0,46	0,66

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1^{er} janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

État du résultat global consolidé

	S1 2018			S1 2017		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	1 726	27	1 753	2 005	84	2 089
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute ⁽¹⁾	28	3	31	1 067	(8)	1 059
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(46)	(1)	(47)	(265)	3	(262)
Juste valeur des instruments de couverture - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(9)	-	(9)	4	-	4
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(27)	2	(25)	806	(5)	801
Écarts de conversion des entités contrôlées	69	(22)	47	(639)	(126)	(765)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	82	-	82	(325)	-	(325)
Écarts de conversion	151	(22)	129	(964)	(126)	(1 090)
Juste valeur des titres de dettes - variation brute ⁽¹⁾⁽²⁾	(115)	-	(115)	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt	40	-	40	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(6)	-	(6)	-	-	-
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente - variation brute ⁽¹⁾	-	-	-	9	-	9
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente - effets d'impôt	-	-	-	(3)	-	(3)
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	27	-	27
Variation de juste valeur des titres de dettes et actifs financiers disponibles à la vente	(82)	-	(82)	33	-	33
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	42	(20)	22	(125)	(131)	(256)
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute ⁽²⁾	(2)	-	(2)	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	(2)	-	(2)	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute ⁽³⁾	1 209	74	1 283	(150)	13	(137)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	(349)	(10)	(359)	59	(1)	58
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	24	-	24	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	884	64	948	(91)	12	(79)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	882	64	946	(91)	12	(79)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	924	44	968	(216)	(119)	(335)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	2 650	71	2 721	1 789	(35)	1 754

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 18.4.1 et 18.4.2.

(2) Conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9, les données comparatives n'ont pas été retraitées. Voir note 2.2 pour plus de détail sur les modalités de transition.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 19.3.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Goodwill	12	10 121	10 036
Autres actifs incorporels		9 722	8 896
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	13	55 437	54 739
Immobilisations en concessions des autres activités	13	7 561	7 607
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	13	77 215	75 622
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	14	7 618	7 249
Actifs financiers non courants	15	37 309	36 787
Autres débiteurs non courants	17	1 908	2 168
Impôts différés actifs		1 084	1 220
Actif non courant		207 975	204 324
Stocks		13 756	14 138
Clients et comptes rattachés	16	15 231	16 843
Actifs financiers courants	15	31 716	24 953
Actifs d'impôts courants		250	673
Autres débiteurs courants	17	6 365	7 219
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 957	3 692
Actif courant		71 275	67 518
TOTAL DE L'ACTIF		279 250	271 842

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Capital	18	1 505	1 464
Réserves et résultats consolidés		42 450	39 893
Capitaux propres - part du Groupe		43 955	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		7 967	7 341
Total des capitaux propres		51 922	48 698
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		47 709	46 410
Provisions pour déconstruction		2 028	1 977
Provisions pour avantages du personnel		19 590	20 630
Autres provisions		2 240	2 356
Provisions non courantes	19.1	71 567	71 373
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		46 670	46 323
Passifs financiers non courants	20.1	49 084	51 365
Autres créditeurs non courants	21	4 918	4 864
Impôts différés passifs		2 788	2 362
Passif non courant		175 027	176 287
Provisions courantes	19.1	5 831	5 484
Fournisseurs et comptes rattachés		12 000	13 994
Passifs financiers courants	20.1	18 281	11 142
Dettes d'impôts courants		411	187
Autres créditeurs courants	21	15 778	16 050
Passif courant		52 301	46 857
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		279 250	271 842

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2018	S1 2017
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		2 013	2 894
Pertes de valeur / (reprises)		68	32
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		5 017	4 420
Produits et charges financiers		296	429
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		124	76
Plus ou moins-values de cession		50	(2 039)
Variation du besoin en fonds de roulement		1 434	482
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		9 002	6 294
Frais financiers nets décaissés		(730)	(828)
Impôts sur le résultat payés		140	(827)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		8 412	4 639
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(296)	(115)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée ⁽¹⁾		45	1 822
Investissements incorporels et corporels		(7 713)	(6 535)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		123	487
Variations d'actifs financiers		(479)	(3 276)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(8 320)	(7 617)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	4 005
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		1 285	224
Dividendes versés par EDF	18.2	(60)	(75)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(113)	(102)
Achats/ventes d'actions propres		-	-
Flux de trésorerie avec les actionnaires		1 112	4 052
Émissions d'emprunts		2 299	1 870
Remboursements d'emprunts		(3 154)	(2 132)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	18.3	(378)	(394)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		56	66
Subventions d'investissement reçues		301	344
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(876)	(246)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		236	3 806
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		328	828
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		328	828
Incidence des variations de change		(22)	(33)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		7	11
Incidence des reclassements		(48)	105
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE		3 957	3 804

(1) Incluant en 2017, la cession partielle de la Coentreprise de Transport d'Électricité ci-après désignée « CTE », société détenant les titres de RTE, pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.4.2).

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

Comprend en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.1) et un montant de 361 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. (220 millions d'euros au 30 juin 2017).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2018 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	1 464	(40)	136	(306)	40 103	41 357	7 341	48 698
Retraitements IFRS 9 (voir note 2.2.2.5)	-	-	-	(1 372)	1 372	-	-	-
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	1 464	(40)	136	(1 678)	41 475	41 357	7 341	48 698
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	151	(109)	882	924	44	968
Résultat net	-	-	-	-	1 726	1 726	27	1 753
Résultat global consolidé	-	-	151	(109)	2 608	2 650	71	2 721
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(378)	(378)	-	(378)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(909)	(909)	(121)	(1 030)
Achats/ventes d'actions propres	-	(5)	-	-	-	(5)	-	(5)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	393	393	676	1 069
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2018	1 505	(45)	287	(1 787)	43 995	43 955	7 967	51 922

(1) Les écarts de conversion varient de 151 millions d'euros au 30 juin 2018 et sont principalement liés à l'appréciation du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) En 2018, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2017 pour un montant de 847 millions d'euros (voir note 18.1).

(5) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable Ltd. (voir note 3.1). Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 361 millions d'euros, une réduction de capital de Dunkerque LNG pour (280) millions d'euros (non réglée aux actionnaires au 30 juin 2018) ainsi que les effets des émissions d'obligations convertibles dans le groupe Dalkia pour 44 millions d'euros (voir note 18.3).

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2017 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 01/01/2017	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(964)	839	(91)	(216)	(119)	(335)
Résultat net	-	-	-	-	2 005	2 005	84	2 089
Résultat global consolidé	-	-	(964)	839	1 914	1 789	(35)	1 754
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(394)	(394)	-	(394)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 100)	(1 100)	(116)	(1 216)
Achats/ventes d'actions propres	-	(1)	-	-	-	(1)	-	(1)
Augmentation de capital d'EDF ⁽³⁾	389	-	-	-	4 640	5 029	-	5 029
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(9)	(9)	313	304
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2017	1 444	(30)	673	(748)	38 413	39 752	7 086	46 838

- (1) Les écarts de conversion varient de (964) millions d'euros au 30 juin 2017 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.
- (2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché et au transfert en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.
- (3) En 2017, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée à l'augmentation de capital d'EDF pour un montant net de frais de 4 005 millions d'euros et au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros.
- (4) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent l'effet des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

NOTE 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE.....	10
1.3	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	12
1.4	MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES.....	12
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ.....	12
1.6	ÉVOLUTION DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION	12
NOTE 2	COMPARABILITÉ DES EXERCICES	18
2.1	IFRS 15 - PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS AVEC DES CLIENTS.....	18
2.2	IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS.....	19
NOTE 3	ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS	23
3.1	NOUVEAU PARTENAIRE POUR EDF RENEWABLES DANS VINGT-QUATRE PARCS EOLIENS AU ROYAUME-UNI.....	23
3.2	SIGNATURE D'ACCORDS ENGAGEANTS RELATIFS A LA CESSIION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DU TERMINAL MÉTHANIER DE DUNKERQUE LNG.....	23
3.3	CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)	24
3.4	ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS DE 2017.....	24
3.5	ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE	25
NOTE 4	ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	29
4.1	ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE	29
4.2	EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE GAS NATURAL VENDITA ITALIA.....	29
NOTE 5	INFORMATIONS SECTORIELLES	30
5.1	AU 30 JUIN 2018	30
5.2	AU 30 JUIN 2017	30
COMPTE DE RÉSULTAT	31	
NOTE 6	CHIFFRE D'AFFAIRES	31
NOTE 7	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	31
NOTE 8	PERTES DE VALEUR / REPRISES	31
8.1	AU 30 JUIN 2018	31
8.2	AU 30 JUIN 2017	32
NOTE 9	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	32
NOTE 10	RÉSULTAT FINANCIER	32
10.1	EFFET DE L'ACTUALISATION	32
10.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	32
NOTE 11	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	33
ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION CAPITAUX PROPRES	34	
NOTE 12	GOODWILL	34
NOTE 13	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	34
NOTE 14	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES	36
14.1	COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)	37
14.2	CENG	37
14.3	TAISHAN.....	39
14.4	ALPIQ.....	39
NOTE 15	ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	40

15.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	40
15.2	TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES	40
15.3	PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	41
NOTE 16	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	41
NOTE 17	AUTRES DÉBITEURS	41
NOTE 18	CAPITAUX PROPRES	42
18.1	CAPITAL SOCIAL	42
18.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	42
18.3	INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES	42
18.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	43
NOTE 19	PROVISIONS	44
19.1	RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS	44
19.2	PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS	44
19.3	AVANTAGES DU PERSONNEL	46
19.4	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS	48
NOTE 20	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	48
20.1	RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	48
20.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	49
20.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	50
NOTE 21	AUTRES CRÉDITEURS	50
21.1	AVANCES ET ACOMPTES REÇUS	50
21.2	DETTE FISCALE	50
21.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME	50
21.4	AUTRES DETTES	51
AUTRES INFORMATIONS	52	52
NOTE 22	ACTIFS DEDIEÉS D'EDF	52
22.1	VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF	52
22.2	SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	53
22.3	ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIEÉS SUR 2018	53
NOTE 23	ENGAGEMENTS HORS BILAN	54
23.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	54
23.2	ENGAGEMENTS REÇUS	55
NOTE 24	PARTIES LIÉES	56
NOTE 25	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLÔTURE	56
25.1	SOUDESURES DU CIRCUIT SECONDAIRE PRINCIPAL DE L'EPR DE FLAMANVILLE : EDF MET EN PLACE DES ACTIONS CORRECTIVES ET AJUSTE LE PLANNING AINSI QUE L'OBJECTIF DE COÛT DE CONSTRUCTION	56

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

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

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2018.

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, les services énergétiques, la fabrication d'équipements, et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2018 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 30 juillet 2018.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2018 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 2018. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels 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. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2017.

À l'exception des méthodes précisées dans la note 1.4 spécifique aux arrêtés intermédiaires et la note 1.6 relative aux normes IFRS 15 et IFRS 9, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

1.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers ».

Ces deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne sont applicables pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018. Les informations requises par la norme IAS 8 sur les effets de leur application par le Groupe sont détaillées en note 2.

1.2.2 IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée »

L'interprétation IFRIC 22 applicable pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018 a été adoptée par l'Union européenne le 28 mars 2018. Elle précise que lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure. L'application prospective de cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

1.2.3 Autres textes applicables au 1^{er} janvier 2018

En outre, les textes suivants sont sans impact sur les comptes du Groupe :

- amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » adoptés le 14 mars 2018 ;
- amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » adoptés le 26 février 2018 ;
- amendements à IFRS 4 « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », adoptés le 3 novembre 2017 ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2014 - 2016 adoptées le 7 février 2018.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2018

1.2.4.1 IFRS 16 - Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Selon cette norme, toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur, doivent être comptabilisées au bilan du preneur, sous la forme d'un actif « droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les locations qualifiées de « simples » sont recensées en engagements hors bilan (voir note 23.1.1.3).

Les contrats de location du groupe EDF portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques.

Le Groupe a identifié les impacts potentiels de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2017. Le Groupe envisage d'appliquer cette norme de façon rétrospective au 1^{er} janvier 2019 mais sans retraitement des périodes comparatives (approche rétrospective dite « modifiée »).

Sur la base de ces travaux, la mise en œuvre d'IFRS 16 dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2017 aurait un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation (hors Framatome) et de 4,3 milliards d'euros sur l'endettement financier net (Framatome inclus). Le résultat net consolidé ne serait pas modifié de manière significative.

Les impacts définitifs ne seront déterminés qu'au 1^{er} janvier 2019 et dépendront sensiblement des évolutions des contrats et des taux d'actualisation applicables en date de transition, non encore connues à ce jour.

Par ailleurs, les choix des solutions informatiques pertinentes pour la mise en œuvre de cette norme sont en cours d'étude par le Groupe.

1.2.4.2 Amendements IFRS 9

Les amendements à IFRS 9 « Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative » adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne seront applicables à compter du 1^{er} janvier 2019. Sur la base des opérations réalisées à date, aucun impact n'est attendu pour le Groupe.

1.2.5 Textes et amendements publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne. Ils seraient applicables aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ces textes sur les comptes du Groupe, qui devraient être limités :

- interprétation IFRIC 23 « Comptabilisation des incertitudes à l'égard des impôts sur le résultat ». Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale ;

- amendements à IAS 28 « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » : « Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises » ;
- amendements à IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime » ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 - 2017.

1.3 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 opérations pour lesquelles le groupe a recours à des jugements et estimations sont identiques à celles décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017.

1.4 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

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

1.4.1 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 est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

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).

1.4.2 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.

1.5 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.

1.6 ÉVOLUTION DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Compte tenu de l'entrée en application des normes IFRS 15 et IFRS 9, les règles et méthodes comptables du Groupe ont fait l'objet d'une actualisation présentée ci-après.

1.6.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) et les transactions d'optimisation réalisées par certaines entités du Groupe dans le cadre de sa politique de gestion des risques sont comptabilisées nettes des achats.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- Le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- Le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- La prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

1.6.2 Actifs et passifs financiers

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. En application de la norme IFRS 9, lors de leur comptabilisation initiale, les actifs financiers sont classés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Au sein du Groupe, les actifs financiers comprennent les titres de participation non consolidés, les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les instruments financiers affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 22.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

1.6.2.1 Modalités d'évaluation et de classification des actifs et passifs financiers

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En règle générale, les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs. Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participation non consolidés.

1.6.2.1.1 Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- Certains titres de participation dans les sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- Les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à des intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » - *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de la comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers.

1.6.2.1.2 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération s'il s'agit :

- d'actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- d'instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- de titres de dettes ne répondant pas au modèle de gestion de collecte des flux de trésorerie et aux caractéristiques contractuelles du test SPPI. Sont principalement concernées les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC) qui sont des titres de dettes ne répondant pas au test SPPI, indépendamment du modèle de gestion.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur de certaines opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut

d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IFRS 9 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IFRS 9 (voir note 1.3.16.1.6 des comptes consolidés au 31 décembre 2017).

1.6.2.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.6.2.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.6.2.3), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.6.2.2 Dépréciation d'actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres ou au coût amorti

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*).

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *catégorie d'investissement* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *catégorie d'investissement* ». Dès lors, l'augmentation significative du risque de défaillance peut conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

1.6.2.3 Instruments financiers dérivés

1.6.2.3.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IFRS 9.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des passifs financiers ou des éléments non financiers, afin d'identifier d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat et fait l'objet d'une comptabilisation séparée à la juste valeur dès la mise en place du contrat.

1.6.2.3.2 Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net (voir note 1.6.2.3.3).

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading*, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

1.6.2.3.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture et des éléments couverts éligibles ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture notamment le respect du ratio de couverture.

En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement documentés ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Certains emprunts et dettes financières font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

1.6.2.4 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

- Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.6.2.5 Opérations de mobilisation de créances

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.6.3 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

2.1 IFRS 15 - PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS AVEC DES CLIENTS

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » est applicable à partir du 1^{er} janvier 2018 (voir note 1.6.1).

La méthode rétrospective complète a été appliquée par le Groupe sans impact sur les capitaux propres d'ouverture.

Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 30 juin 2017 à hauteur de 2 425 millions d'euros, sans impact sur l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE). Par ailleurs, au bilan, suite à la mise en place de la compensation des avances clients avec l'énergie livrée non facturée (voir note 2.1.3.2), les postes créances clients et comptes rattachés, autres débiteurs courants et autres créditeurs courants publiés au 31 décembre 2017 sont respectivement diminués à hauteur des montants suivants : 6 568 millions d'euros, 2 342 millions d'euros et 8 910 millions d'euros.

Le Groupe continue de suivre, en lien avec la mise en œuvre d'IFRS 15, les évolutions des textes internationaux susceptibles de modifier la comptabilisation actuelle des activités à tarif régulé.

Les opérations dont le traitement comptable est modifié sont les suivantes :

2.1.1 Comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal)

En France et en Belgique, le Groupe a conclu que l'acheminement est une prestation distincte de la fourniture d'énergie et que le fournisseur d'énergie agit comme agent au titre de cette prestation d'acheminement.

En Italie et au Royaume-Uni, en revanche, le fournisseur d'énergie est qualifié de principal.

En ce qui concerne les prestations d'acheminement d'électricité en France, elles sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, la distinction agent – principal sur l'acheminement électricité en France n'a d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

Ces évolutions conduisent à réduire le chiffre d'affaires du premier semestre 2017 publié à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France soit au total 799 millions d'euros en contrepartie d'une diminution des charges d'acheminement (au sein des achats de combustible et d'énergie).

2.1.2 Comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation.

Les analyses menées ont conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net des opérations d'optimisation reflète de façon plus pertinente la réalité économique, alors que certaines des entités du Groupe (en Italie, en Belgique et en France pour Dalkia) les présentaient jusqu'ici, en brut avec pour contrepartie des achats d'énergie. Ce changement entraîne une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 30 juin 2017 à hauteur de 1 429 millions d'euros.

2.1.3 Autres impacts

2.1.3.1 Autres impacts au compte de résultat consolidé

D'autres transactions comptabilisées en « brut » ont également fait l'objet d'une présentation en « net » selon les dispositions d'IFRS 15 : opérations de mandat en Italie et règlements effectués dans le cadre du mécanisme d'équilibre du réseau électrique français, pour un montant total de 197 millions d'euros. Ces retraitements sont sans impact sur l'EBE du Groupe publié au 30 juin 2017.

2.1.3.2 Impacts au bilan consolidé

Les clients et comptes rattachés qui incluent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée sont désormais présentés nets des avances perçues des clients mensualisés.

Ce changement entraîne une réduction des postes Clients et comptes rattachés et des Autres créditeurs courants pour un montant de 6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017. Corrélativement les taxes associées à ces flux sont également nettes à hauteur de 2 342 millions d'euros au 31 décembre 2017 (diminution du poste « dettes fiscales » classés en Autres créditeurs courants, en contrepartie des postes de « créances fiscales » classés en Autres débiteurs courants).

2.1.4 Synthèse des impacts sur l'EBE du Groupe et l'information sectorielle

(en millions d'euros)	30/06/2017 publié	Impacts IFRS 15	30/06/2017 retraité
Chiffre d'affaires	35 723	(2 425)	33 298
Achats de combustible et d'énergie	(19 345)	2 425	(16 920)
Autres consommations externes	(3 733)	-	(3 733)
Charges de personnel	(6 286)	-	(6 286)
Impôts et taxes	(2 687)	-	(2 687)
Autres produits et charges opérationnels	3 324	-	3 324
Excédent brut d'exploitation	6 996	-	6 996

Le tableau ci-dessous présente l'information sectorielle publiée au 30 juin 2017 retraitée des impacts de la norme IFRS 15.

Publié 2017	France - Activités de production et commercia- lisation	France - Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international ⁽¹⁾	Autres métiers ⁽²⁾	Éliminations inter- secteurs	Total
(en millions d'euros)								
Chiffre d'affaires externe	18 051	2 851	4 424	4 960	2 477	2 960	-	35 723
Chiffre d'affaires inter-secteur	513	5 323	3	8	60	851	(6 758)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES PUBLIÉ	18 564	8 174	4 427	4 968	2 537	3 811	(6 758)	35 723
Retraitement IFRS 15								
Chiffre d'affaires externe	(5 554)	5 255	-	(1 148)	(831)	(147)	-	(2 425)
Chiffre d'affaires inter-secteur		(5 287)	-	-	-	-	5 287	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	(5 554)	(32)	-	(1 148)	(831)	(147)	5 287	(2 425)
Retraité Juin 2017								
Chiffre d'affaires externe	12 497	8 106	4 424	3 812	1 646	2 813	-	33 298
Chiffre d'affaires inter-secteur	513	36	3	8	60	851	(1 471)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES RETRAITÉ	13 010	8 142	4 427	3 820	1 706	3 664	(1 471)	33 298

(1) Les retraitements IFRS 15 ne concernent qu'EDF Luminus (Belgique).

(2) Dont EDF Énergies Nouvelles (620 millions d'euros) et Dalkia (1 787 millions d'euros après retraitement IFRS 15).

Par ailleurs, l'information sectorielle a été modifiée au 1^{er} janvier 2018, le comparatif du 30 juin 2017 a été retraité en conséquence en note 5.2.

2.2 IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9 « Instruments Financiers » est applicable à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture. Ces principes sont présentés dans la note 1.6.2.

2.2.1 Modalités de transition

Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. En conséquence :

- toute différence entre la valeur comptable des actifs et passifs financiers au 31 décembre 2017 et celle au 1^{er} janvier 2018 est comptabilisée dans le solde d'ouverture des réserves consolidées ;
- les actifs financiers ne sont pas reclassés au bilan de la période comparative selon la nomenclature IFRS 9. En conséquence, pour la période comparative 2017, la catégorie « Actifs disponibles à la vente » est maintenue (voir note 15.1) ;
- les provisions pour dépréciation n'ont pas été retraitées au titre de la période comparative ;
- les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture sont applicables de manière prospective. La transition n'a entraîné aucune déqualification de relation de couverture.

Les principaux impacts de la mise en œuvre de la norme IFRS 9 sont détaillés ci-après. Les impacts sur les chiffres du compte de résultat publiés au 30 juin 2017 sont donnés à titre informatif, afin de permettre une comparabilité avec le compte de résultat au 30 juin 2018.

2.2.2 Principales implications de la norme pour le Groupe

2.2.2.1 Classement et évaluation

Les actifs financiers du Groupe classés en « actifs disponibles à la vente » (ou « AFS - *Available For Sale* ») sous IAS 39 sont dorénavant comptabilisés soit en juste valeur par autres éléments du résultat global (OCI recyclable ou non recyclable) soit à la juste valeur par résultat.

Les principaux impacts de la mise en œuvre d'IFRS 9 au sein du Groupe portent sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), et à un degré moindre sur les titres de capitaux propres (actions) détenus.

- Concernant les parts détenues dans les **OPC**, les gains et pertes latents, jusqu'alors comptabilisés en OCI, et transférés en résultat lors de leur cession, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe conformément à leur classification IFRS 9.
 - Sur ces instruments représentant un solde de 18 382 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 1 807 millions d'euros avant impôts (1 133 millions d'euros après impôts) et qui étaient comptabilisées en OCI recyclables selon IAS 39, est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.
- Pour les **titres de capitaux propres** non détenus à des fins de transactions, le Groupe a retenu pour la majorité des titres du portefeuille au 31 décembre 2017, la comptabilisation des variations de valeur en résultat. Néanmoins, pour certaines lignes de titres en portefeuille au 31 décembre 2017, le Groupe a choisi d'exercer l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en OCI non recyclable.
 - Sur ces instruments représentant un solde de 1 679 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 135 millions d'euros avant impôts (84 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.
- Le portefeuille **des titres de dettes, notamment obligataires**, représente un solde de 20 863 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Sur ce total, 20 828 millions d'euros sont gérés dans le cadre du modèle « collecte et vente » et remplissent les caractéristiques du test SPPI. Il en résulte une comptabilisation des variations de juste valeur en OCI recyclable, sans changement par rapport au traitement comptable antérieur.

- le montant des variations de juste valeur conservé en OCI recyclable sur ces instruments s'élève à 245 millions avant impôts (203 millions d'euros après impôts) au 1^{er} janvier 2018.

Le reste du portefeuille (35 millions d'euros au 31 décembre 2017) est désormais comptabilisé en juste valeur par résultat.

- Sur ces instruments représentant un solde de 35 millions d'euros, les variations de juste valeur au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 3 millions d'euros avant impôts (2 millions d'euros après impôts), sont reclassées en autres réserves consolidées sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille des actifs dédiés (qui s'élève au total à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 - voir note 15.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 22).

De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduit par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors que les actifs dédiés sont constitués en couverture des provisions pour aval du cycle nucléaire, qui pour leur part, donnent lieu à une charge de désactualisation récurrente en résultat financier.

Le tableau de correspondance ci-dessous synthétise les modifications de classement des actifs financiers détenus par le Groupe au 31 décembre 2017 entre IAS 39 et IFRS 9 ainsi que les impacts sur les états financiers du Groupe.

<i>(en millions d'euros)</i>	Soldes au bilan 31/12/2017 retraité ⁽¹⁾	Catégories IFRS 9				Réserve brute de juste valeur 01/01/2018	Réserve nette de juste valeur (après impôt) 01/01/18 ⁽²⁾
		Coût amorti	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat		
Catégories IAS 39							
Actifs disponibles à la vente	40 924	-	20 828	444	19 652	2 190	1 423
Actifs dédiés d'EDF	20 848	-	4 992	-	15 856	2 114	1 347
Actifs liquides d'EDF	18 963	-	15 815	-	3 148	73	73
Autres actifs	1 113	-	21	444	648	3	3
Prêts et créances	14 622	14 330	-	-	292	-	-
Clients et comptes rattachés⁽³⁾	16 843	15 187	1 656	-		-	-

(1) Voir dans les comptes consolidés au 31 décembre 2017 la note 36.2.2 pour les AFS, la note 36.3 pour les prêts et créances. Pour les clients et comptes rattachés, le montant indiqué est retraité des impacts de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2 des comptes au 30 juin 2018).

(2) Cela correspond au cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 133 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour 84 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 206 millions d'euros.

(3) Les créances clients d'Edison (Italie) entrent dans le modèle « collecte et vente » et sont donc classées dans la catégorie Juste valeur par OCI recyclable.

2.2.2.2 Dépréciation

L'application de manière rétrospective des dispositions du modèle de dépréciation IFRS 9 à l'ensemble des actifs financiers concernés, donne lieu à la comptabilisation d'un impact de (34) millions d'euros (nets d'impôts) enregistré dans les réserves d'ouverture.

2.2.2.3 Comptabilité de couverture

L'application prospective des dispositions d'IFRS 9 à la comptabilité de couverture n'a pas engendré d'impact sur les réserves d'ouverture dans la mesure où l'ensemble des relations de couverture ont été maintenues au 1^{er} janvier 2018.

2.2.2.4 Renégociation de dettes

Le traitement comptable sous IFRS 9 des renégociations de dettes ne donnant pas lieu à décomptabilisation a été clarifié par décision du *Board* de l'IASB en juillet 2017. Celle-ci précise que la modification du coût amorti de la dette en date de restructuration doit être constatée en résultat contrairement à la pratique actuelle qui consistait à lisser cet ajustement sur la durée résiduelle de la dette renégociée.

L'impact de l'application rétrospective au 1^{er} janvier 2018 de cette clarification de la norme sur les réserves d'ouverture du Groupe s'élève à 28 millions d'euros (nets d'impôts).

2.2.2.5 Synthèse des impacts au titre de la variation des capitaux propres du Groupe (après impôts) au 1^{er} janvier 2018

Impacts en millions d'euros (nets d'impôts)	Ecart de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable)	Autres réserves consolidées et résultat ⁽¹⁾
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	(306)	40 103
- Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable ⁽²⁾	(1 219)	1 219
- Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(159)	159
- Dépréciation (voir note 2.2.2.2)	6	(34)
- Renégociation de dettes (voir note 2.2.2.4)	-	28
	<i>(1 372)</i>	<i>1 372</i>
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	(1 678)	41 475

(1) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(2) Inclut au 31 décembre 2017, le cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 133 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour lesquels l'option en OCI non recyclable a été prise pour 84 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 2 millions d'euros (Voir note 2.2.2.1).

2.2.2.6 Information sur les impacts sur le résultat du premier semestre 2017 de la mise en œuvre d'IFRS 9 sur les actifs financiers

L'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat du Groupe au 30 juin 2017 est donné à titre informatif et afin de permettre la comparabilité des périodes. Les principaux impacts concernent les actifs financiers à la juste valeur par OCI non recyclable ou par résultat. Sur ces instruments, l'impact aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de 92 millions d'euros sur le résultat financier (87 millions d'euros sur le résultat net) consistant en :

- la non reconnaissance des plus ou moins-values de cession réalisées sur le premier semestre 2017, principalement de parts détenues dans des OPC, pour (442) millions d'euros, dont (453) millions d'euros sur les OPC des actifs dédiés (voir note 10.2) ;
- la comptabilisation en résultat des variations de juste valeur de ces instruments sur le premier semestre 2017, représentative de la volatilité sur la période, soit 534 millions d'euros dont 540 millions d'euros sur les actifs dédiés.

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2017 Information publiée	Retraitements IFRS 9	S1 2017 Information retraitée
Excédent brut d'exploitation	6 996		6 996
Résultat d'exploitation	3 882		3 882
Coût de l'endettement financier brut	(879)		(879)
Effet de l'actualisation	(1 283)		(1 283)
Autres produits et charges financiers	1 174	92	1 266
Résultat financier	(988)	92	(896)
Impôts sur les résultats	(712)	(32)	(744)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ⁽¹⁾	(93)	27	(66)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	2 089	87	2 176

(1) Concerne la participation dans CENG.

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

3.1 NOUVEAU PARTENAIRE POUR EDF RENEWABLES DANS VINGT-QUATRE PARCS ÉOLIENS AU ROYAUME-UNI

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.2 SIGNATURE D'ACCORDS ENGAGEANTS RELATIFS A LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DU TERMINAL MÉTHANIER DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co., Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permettra à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG, dans le cadre de sa stratégie de croissance globale dans les infrastructures gazières.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Les conditions de la transaction sont inchangées et sa réalisation effective demeure prévue au second semestre de cette année, une fois obtenues les autorisations réglementaires requises en France.

A la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG devrait conduire à comptabiliser une provision pour contrat onéreux. Le résultat de cession, net de la provision qui serait constatée, devrait ainsi être limité.

3.3 CONFIRMATION DE LA 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 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. Enedis et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. L'avis relatif à ce pourvoi a été publié au Journal officiel de l'Union européenne le 28 mai 2018.

3.4 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS DE 2017

3.4.1 Acquisition de 75,5 % de Framatome

AREVA SA, Areva NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, les accords fixant les termes de l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif New NP (devenue Framatome le 4 janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

Selon ces accords, la prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de New NP a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x^[1].

Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse, au 31 décembre 2018, sur la base des comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) (voir note 3.2 des comptes consolidés du 31 décembre 2017).

Le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital a été présenté en note 3.2.4.1 des comptes consolidés du 31 décembre 2017. Ces valeurs n'ont pas été modifiées significativement au 30 juin 2018.

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Framatome correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Framatome et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a jusqu'au 31 décembre 2018 pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprise.

3.4.2 Cession de 49,9 % de CTE

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE ») (ex C25), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

¹ EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

Cette transaction a eu un impact en 2017 sur les autres produits et charges d'exploitation de 1 462 millions d'euros (1 289 millions d'euros sur le résultat net consolidé) et a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros.

Aux termes de cette opération, la participation de 50,1 % dans CTE, évaluée à sa valeur historique, est consolidée par mise en équivalence et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

3.5 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

3.5.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Mouvements tarifaires

La CRE, conformément à la loi NOME (article L337-4, L337-13 du Code de l'énergie), a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par un arrêté du 31 janvier 2018, publié au Journal officiel le 1^{er} février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Par ailleurs, en prévision de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une baisse de 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et une hausse de 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Citant la décision du Conseil d'Etat du 18 mai 2018 elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant, pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, l'utilisation de la définition basée sur le « décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La décision tarifaire devrait être publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018 pour une mise en œuvre au 1^{er} août 2018.

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les arrêtés tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Dans sa décision du 18 mai dernier relative à ces recours, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV qui garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs est non discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle de l'arrêté tarifaire du 27 juillet 2017.

Il appartient désormais à l'État de prendre les mesures législatives nécessaires à la mise en œuvre de cette décision.

3.5.2 Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation

moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)¹. Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4. Le 17 mai 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1^{er} août 2018. La grille tarifaire évoluera de + 3 % au 1^{er} août 2018, dont + 1 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. Le TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Par décision du 12 janvier 2017, publiée au Journal officiel le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays. Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au Journal officiel du 28 janvier 2017.

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 » pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction) ».

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1^{er} août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision prévoit que le TURPE 5 évoluera de - 0,21 % au 1^{er} août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1^{er} août basée sur l'inflation (+ 1 %) et l'apurement du CRCP (- 1,27 %).

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération.

La diminution de - 0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne - 1,16 % pour les utilisateurs HTA, - 0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, + 0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), via la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), via la composante de soutirage. Elle prendra effet le lendemain de sa publication au Journal officiel, laquelle interviendra au plus tard le 31 juillet 2018, conformément à la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018 visée au paragraphe ci-dessus.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros en 2018. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

¹ Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Commissionnement fournisseur

A la suite de la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. La procédure est en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et relatives au comptage évolué d'EDF SEI. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

Par ailleurs, des discussions sont en cours concernant le paramétrage des coefficients permettant le calcul des contributions ou recettes respectives d'Enedis et des différentes entreprises locales de distribution (ELD). Ces coefficients vont être redéfinis pour le passé (depuis 2012) et le futur, avec un impact possible sur Enedis et Électricité de Strasbourg.

3.5.3 Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le cadre légal et réglementaire du mécanisme de compensation des charges de services public de l'énergie est décrit dans la note 4.3 des comptes consolidés au 31 décembre 2017.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre du premier semestre 2018 s'élève à 3 611 millions d'euros.

Les montants encaissés entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 4 281 millions d'euros (dont 3 023 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 1 258 millions d'euros au titre du budget général).

Les compensations élevées reçues au cours du premier semestre sont liées à une bonne alimentation du CAS « Transition Énergétique » par les recettes de TICPE.

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au premier semestre 2018, l'État a versé à EDF 500 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 477 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 477 millions d'euros représentent 40 % du montant de 1 194 millions d'euros dû par l'État en 2018, soit le niveau minimum qu'il doit rembourser au premier semestre conformément aux engagements pris. Au 30 juin 2018, la créance financière en attente de remboursement s'élève à 2 788 millions d'euros.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

3.5.4 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de long-terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018) et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 1,22 GW en décembre 2017 pour un prix de 13 €/kW, 1,24 GW en mars 2018 pour un prix de 18,5 €/kW, 2,65 GW en avril 2018 pour un prix de 18,24 €/kW et 4,99 GW en juin 2018 pour un prix de 18,5 €/kW.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

3.5.5 Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020)

Le décret n°2017-690 du 2 mai 2017 pris par le Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le Ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ trois fois le coût actuel de l'obligation classique.

Le groupe EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

3.5.6 ARENH

La souscription ARENH au guichet de novembre 2017 pour l'année 2018 s'est élevée à 94,6 TWh, soit 85,4 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions ont été complétées par un volume de 1,8 TWh au guichet de mai 2018 au titre de la fourniture des consommateurs finals, soit un total de 87,1 TWh pour 2018, le volume demandé au titre de la fourniture des pertes demeurant inchangé à 9,2 TWh pour 2018.

Ce volume de souscription résulte des prix de marché de gros de l'électricité en vigueur depuis la fin du troisième trimestre 2017 sur l'année 2018 et du fait que l'ARENH inclut une livraison de garantie de capacités.

Il convient de noter, par ailleurs, que la Direction générale de l'Énergie et du Climat a organisé en mars dernier une consultation publique portant sur les évolutions envisagées du cadre réglementaire applicable à l'ARENH. Une réponse a été adressée par EDF le 30 mars dernier.

NOTE 4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur le premier semestre 2018, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis les opérations présentées ci-dessous :

4.1 ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE

Le groupe EDF, via EDF Renewables au Royaume-Uni, détenu par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, a acquis le projet de parc éolien « Neart na Gaoithe¹ » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur international de l'éolien et du solaire, au terme d'un processus compétitif.

Ce parc éolien en mer générera une puissance de 450 MW, et pourra alimenter plus de 375 000 foyers².

Le projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse et s'étend sur une superficie de 105 km². Il bénéficie d'un *Contract for Difference* (CFD) d'une durée de 15 ans au tarif de 140 € par MWh (correspondant à l'indexation du tarif de 2012 qui était fixé à 114,39 £/MWh), ainsi que des accords de raccordement au réseau. Ce projet bénéficie par ailleurs d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. La mise en service du parc est prévue en 2023.

L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling. Le projet sera ouvert à des partenaires le moment venu pour partager cet effort d'investissement.

4.2 EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE GAS NATURAL VENDITA ITALIA

Suite à l'approbation de l'Union européenne, Edison a finalisé l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (GNVI) le 22 février 2018, et a renforcé sa position sur le marché domestique, en augmentant sa clientèle de 50 % et en étendant sa présence dans tout le pays. Le portefeuille de GNVI est principalement situé dans le sud de l'Italie et se compose majoritairement de clients gaziers. Avec cette transaction, Edison renforce sa position clé d'opérateur énergétique national dans le secteur du commerce de détail. Le prix payé pour l'acquisition de la société s'élève à 195 millions d'euros (voir note 44.1.2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2017).

Par ailleurs, la finalisation de l'acquisition de GNVI ouvre la voie au transfert, à Edison, du contrat de fourniture de gaz en provenance du gisement de Shah Deniz II en Azerbaïdjan.

¹ Neart na Gaoithe : traduction en gaélique de « Strength of the Wind » (Puissance du vent).

² Sur la base de la consommation moyenne d'électricité par foyer de 3 889 kWh le tout divisé par la consommation d'énergie globale au Royaume-Uni (publiée en juillet 2017), et du coefficient de charge moyen des éoliennes offshore de Renewable-UK estimé à 37,2 %.

NOTE 5 INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Les données sectorielles s'entendent avant élimination inter-secteurs et comprennent notamment les effets en résultat consécutifs aux revalorisations d'actifs et de passifs effectuées dans le cadre des prises de contrôle selon IFRS 3.

Au premier semestre 2018, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Énergies Nouvelles et Dalkia, précédemment inclus dans le secteur « Autres métiers ».

5.1 AU 30 JUIN 2018

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome ⁽¹⁾	Royaume- Uni	Italie	Autre international	EDF EN	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	13 068	8 390	862	4 603	4 100	1 058	525	1 705	864	-	35 175
Chiffre d'affaires inter- secteur	584	15	638	2	13	89	210	304	420	(2 275)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	13 652	8 405	1 500	4 605	4 113	1 147	735	2 009	1 284	(2 275)	35 175
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	3 578	2 663	194	485	407	117	360	159	376	(108)	8 231
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	1 934	1 157	92	(24)	114	(17)	94	56	352	(108)	3 650

(1) Le groupe Framatome a été acquis au 31 décembre 2017.

5.2 AU 30 JUIN 2017

L'information au 30 juin 2017 a été retraitée selon la segmentation opérationnelle retenue dans les comptes consolidés au 30 juin 2018 et les dispositions de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.4).

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international	EDF EN	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter- Secteurs	Total
Compte de résultat :										
Chiffre d'affaires externe	12 543	8 106	4 424	3 812	1 646	470	1 526	771	-	33 298
Chiffre d'affaires inter- secteur	513	36	3	8	60	150	261	488	(1 519)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	13 056	8 142	4 427	3 820	1 706	620	1 787	1 259	(1 519)	33 298
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	2 453	2 400	627	426	275	451	155	209	-	6 996
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 227	995	120	(33)	155	270	61	87	-	3 882

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 6 CHIFFRE D'AFFAIRES

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

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2018	S1 2017 retraité
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	32 782	32 132
Autres ventes de biens et de services	1 921	849
<i>Trading</i>	472	317
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 175	33 298

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires observé sur le premier semestre 2018 est en hausse de 4 % principalement en France, au Royaume-Uni et en Italie.

La hausse du chiffre d'affaires en France, observée au premier semestre 2018 est principalement liée à une augmentation des ventes nettes sur les marchés, conséquence d'une production hydraulique très favorable sur le premier semestre 2018 et d'une hausse de la production nucléaire. Elle s'explique également par une augmentation des livraisons au titre de l'ARENH. Les impacts négatifs de l'érosion des ventes aux clients finals sont compensés par des effets prix favorables (hausse tarifaire et évolution de la structure du portefeuille).

Les activités régulées bénéficient en France d'effets favorables liés à la hausse du TURPE et au climat.

Au Royaume Uni, la hausse du chiffre d'affaires s'explique principalement par la hausse des prix des offres résidentielles électricité et par une hausse des prix moyens et des volumes de gaz vendus.

En Italie, le chiffre d'affaires est en croissance en raison d'une évolution favorable des volumes, en lien avec une meilleure hydraulité, et des prix dans les activités d'électricité et de gaz.

Par ailleurs, l'effet périmètre de Framatome, acquis au 31 décembre 2017, sur les autres ventes de biens et services s'élève à 862 millions d'euros.

NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement 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 3 611 millions d'euros au premier semestre 2018 (3 424 millions d'euros au premier semestre 2017).

NOTE 8 PERTES DE VALEUR / REPRISES

8.1 AU 30 JUIN 2018

Des tests de pertes de valeur sont réalisés dans le cadre de la clôture annuelle. Des tests de dépréciation sont par ailleurs mis en œuvre dans le cadre de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Les conditions de marché se sont améliorées en Europe sur le premier semestre 2018 n'entraînant pas de risque additionnel sur les actifs du Groupe à ce titre.

Le Groupe a comptabilisé (68) millions d'euros de dépréciations au premier semestre 2018 relatives à certains actifs spécifiques.

8.2 AU 30 JUIN 2017

Des pertes de valeur pour un montant de (32) millions d'euros avaient été comptabilisées au premier semestre 2017. Elles concernaient principalement certains actifs immobiliers en France.

Des pertes de valeur pour un montant de (341) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées (voir note 14.2.3).

NOTE 9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (56) millions d'euros au premier semestre 2018.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 367 millions d'euros au premier semestre 2017 et comprenaient principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE.

NOTE 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. L'augmentation de cette charge au 30 juin 2018 est en lien avec la baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France (voir note 19.2.1).

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2018	S1 2017
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(433)	(444)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(1 226)	(790)
Autres provisions et avances	(48)	(49)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 707)	(1 283)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF au Royaume Uni (voir note 15.3).

10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les autres produits et charges financiers incluent, sur le premier semestre 2018, des variations de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 110 millions d'euros (dont 119 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

Ils comprennent également 20 millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont 4 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluaient, sur le premier semestre 2017, des plus-values nettes de cessions pour 514 millions d'euros (dont 491 millions d'euros au titre des actifs dédiés). Le montant des plus-values nettes de cessions de parts principalement détenues dans des OPC s'élevait à 442 millions d'euros, dont 453 millions d'euros sur les OPC actifs dédiés.

NOTE 11 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

La charge d'impôts sur les résultats s'élève à (625) millions d'euros au premier semestre 2018 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 31,0 %) contre une charge de (712) millions d'euros au premier semestre 2017 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,6 %). L'augmentation du taux effectif d'impôt du Groupe entre juin 2018 et juin 2017 est essentiellement liée à l'impact favorable de l'opération de cession de 49,9 % de CTE imposée à taux réduit, réalisée le 31 mars 2017 et sans équivalent en 2018 (voir note 3.4.2).

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION CAPITAUX PROPRES

NOTE 12 GOODWILL

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

(en millions d'euros)

Valeur nette comptable au 31/12/2017	10 036
Acquisitions	106
Cessions	-
Pertes de valeur	-
Écarts de conversion	12
Autres mouvements	(33)
VALEUR NETTE COMPTABLE AU 30/06/2018	10 121
Valeur brute à la clôture	10 883
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(762)

Au premier semestre 2018, les variations observées sont principalement liées à l'opération d'acquisition de GNVI réalisée par Edison pour 83 millions d'euros (voir note 4.2).

Les goodwill concernent principalement EDF Energy pour 7 597 millions d'euros et Framatome pour 1 223 millions d'euros. Concernant le goodwill de Framatome et conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a jusqu'au 31 décembre 2018 pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprise.

NOTE 13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)

	30/06/2018	31/12/2017
Immobilisations	53 663	53 034
Immobilisations en cours	1 774	1 705
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	55 437	54 739
Immobilisations	6 258	6 369
Immobilisations en cours	1 303	1 238
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 561	7 607
Immobilisations	48 152	48 972
Immobilisations en cours	28 944	26 515
Immobilisations financées par location-financement	119	135
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	77 215	75 622

Au 30 juin 2018 les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 11 980 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 467 millions d'euros) et de Hinkley Point C pour 6 305 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 88 millions d'euros).

Au 30 juin 2018, les immobilisations de production du terminal méthanier de Dunkerque s'élèvent à 1 193 millions d'euros.

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	Immobilisations en concessions des autres activités	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre
<i>(en millions d'euros)</i>			
Valeurs brutes au 30/06/2018	98 516	14 769	122 600
Amortissements et pertes de valeur au 30/06/2018	(44 853)	(8 511)	(74 448)
VALEURS NETTES AU 30/06/2018	53 663	6 258	48 152
Valeurs nettes au 31/12/2017	53 034	6 369	48 972

Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants des immobilisations en concession de distribution publique soit 91 426 millions d'euros en valeur brute et 50 732 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2018 (89 955 millions d'euros en valeur brute et 50 177 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2017).

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>						
VALEURS NETTES AU 30/06/2018	5 938	6	22 721	8 032	11 455	48 152
Valeurs nettes au 31/12/2017	5 945	5	23 211	8 607	11 204	48 972

NOTE 14 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	30/06/2018			30/06/2017	31/12/2017	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées							
CTE ⁽²⁾	A	50,10	1 297	153	153	1 241	249
CENG	P	49,99	1 593	54	(373)	1 494	(316)
Taishan (TNPJVC) ⁽³⁾	P	30,00	n.c	n.c	(5)	1 122	(17)
Alpiq ⁽⁴⁾	P D A T	25,04	628	(5)	52	602	25
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			n.c	n.c	80	2 790	94
TOTAL			7 618	365	(93)	7 249	35

n/a = non applicable

n.c. = non communiqué

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

(2) Au 30 juin 2018, 50,1 % d'intérêts dans CTE (coentreprise détenant les titres de RTE). Au 30 juin 2017, par convention la quote-part de résultat net présenté comprenait 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le second trimestre 2017.

(3) La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 30 juin 2018.

(4) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à fin juin 2018 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en mars 2018).

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

Sur le premier semestre 2017, (341) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 14.2.3).

14.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

14.1.1 Éléments financiers de CTE

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018	30/06/2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants	17 379	16 892
Actifs courants	3 127	1 707
Total actif	20 506	18 599
Capitaux propres	2 589	2 450
Passifs non courants	13 192	12 852
Passifs courants	4 725	3 297
Total des capitaux propres et du passif	20 506	18 599
Chiffre d'affaires	2 597	2 362
Excédent brut d'exploitation	1 056	740
Résultat net	306	144
Endettement financier net	10 981	11 002
Gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-
Dividendes versés au Groupe	-	-

(1) Les données du 30 juin 2017 correspondent aux données du palier CTE (coentreprise détenant les titres de RTE) comprenant 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le second trimestre 2017 du fait de la cession de CTE (voir note 3.4.2).

14.1.2 Opérations entre le groupe EDF et CTE

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

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>	30/06/2018	31/12/2017
Actifs non courants	7 623	7 370
Actifs courants	928	965
Total actif	8 551	8 335
Capitaux propres	3 186	2 989
Passifs non courants	5 045	5 030
Passifs courants	320	316
Total des capitaux propres et du passif	8 551	8 335
Chiffre d'affaires	650	1 156
Excédent brut d'exploitation	267	396
Résultat net ⁽¹⁾	108	(633)
Gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	87	107
Dividendes versés au Groupe	-	-

(1) Dont pertes de valeurs à 100 % au 31 décembre 2017, pour (982) millions d'euros.

14.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 30 juin 2018, les principales opérations entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats prévoient la livraison à EDF Trading North America de 49,99 % de la production des trois centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 8,0 TWh sur le premier semestre 2018.

14.2.3 Pertes de valeur

Au 31 décembre 2017, le Groupe avait constaté une perte de valeur sur sa participation dans CENG de (491) millions d'euros (dont (341) millions d'euros déjà comptabilisés au 30 juin 2017).

Cette perte de valeur avait été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résultait :

- de la révision à nouveau à la baisse des scénarios de prix long terme publiés par les organismes externes (ABB IHS Cera EIA) ; les données publiées à l'automne 2017 étant encore en-deçà de celles publiées au printemps 2017 ;
- de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz tout au long de l'année (baisse d'environ 4 % en moyenne des prix de l'électricité sur l'horizon de marché entre le premier et le second semestre).

Au 30 juin 2018, le test de dépréciation réalisé n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur complémentaire.

Pour rappel, le calcul de la valeur d'utilité est sensible à plusieurs hypothèses notamment la pérennité du mécanisme ZEC correspondant à un programme de subvention aux centrales nucléaires « *Zero Emission Credit* » (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs et pourrait donc être remis en cause.

Par ailleurs, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation restent sujettes à incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie...). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique au titre de l'actif CENG.

14.3 TAISHAN

14.3.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers de Taishan publiés par CGN (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	11 030	10 936
Actifs courants	350	66
Total actif	11 380	11 002
Capitaux propres	3 316	3 594
Passifs non courants	6 864	6 563
Passifs courants	1 200	845
Total des capitaux propres et du passif	11 380	11 002
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(56)	(39)
Dividendes versés	-	-

14.3.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC) société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPJVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

Les mises en service commerciales du premier réacteur et du deuxième réacteur sont prévues respectivement fin 2018 et en 2019. Le premier couplage au réseau du premier réacteur a eu lieu le 29 juin 2018.

14.4 ALPIQ

Le groupe Alpiq reste confronté à un environnement de marché difficile marqué par la faiblesse des prix sur les marchés de gros. De plus, Alpiq ne possède pas d'accès aux clients finaux sur le marché suisse non totalement libéralisé. Ce contexte défavorable a pesé encore en 2017 sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse puisque l'électricité est vendue sur le marché à des prix inférieurs aux coûts de revient.

À l'occasion de la publication de ses comptes annuels 2017 en mars 2018, Alpiq a de nouveau insisté sur les deux facteurs pénalisant la rentabilité de ses actifs traditionnels à savoir la stagnation des prix de marché à un niveau bas et la réglementation asymétrique du marché de l'électricité en Suisse. Toutefois, ces risques ayant déjà été appréhendés, aucune dépréciation complémentaire n'a été comptabilisée sur l'exercice 2017.

Dans le cadre de sa stratégie pour renforcer son cœur de métier et diminuer sa dette, Alpiq a annoncé avoir signé en mars 2018 un accord de vente de ses activités de services et d'ingénierie à Bouygues Construction à hauteur de 850 millions de Francs suisses.

À date et depuis la publication des résultats annuels 2017 d'Alpiq en mars 2018, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation dans la société Alpiq au 30 juin 2018.

Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre effective du plan stratégique déployé par Alpiq. Si, par ailleurs, le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés semestriels 2018, le 27 août 2018, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes consolidés 2018.

NOTE 15 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

15.1 RÉPARTITION 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>	30/06/2018			31/12/2017		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres à la juste valeur en OCI recyclable	15 668	5 680	21 348	-	-	-
Titres à la juste valeur en OCI non recyclable	3	447	450	-	-	-
Titres à la juste valeur en résultat	3 979	16 049	20 028	-	-	-
Actifs disponibles à la vente	-	-	-	19 312	21 612	40 924
Titres de dettes ou de capitaux propres	19 650	22 176	41 826	19 312	21 612	40 924
Dérivés de transaction - Juste valeur positive en résultat	7 861	-	7 861	2 614	-	2 614
Dérivés de couverture - Juste valeur positive en résultat	1 878	2 563	4 441	837	2 743	3 580
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	2 327	12 570	14 897	2 190	12 432	14 622
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	31 716	37 309	69 025	24 953	36 787	61 740

(1) Dont dépréciation pour (174) millions d'euros au 30 juin 2018 ((189) millions d'euros au 31 décembre 2017).

15.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018				31/12/2017
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable (IFRS 9)	Juste valeur par résultat	Total	Juste valeur par OCI recyclable (IAS 39)
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 715	-	15 714	21 429	20 848
Actifs liquides	15 488	-	3 777	19 265	18 963
Autres actifs	145	450	537	1 132	1 113
TOTAL	21 348	450	20 028	41 826	40 924

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 22. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

15.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018	31/12/2017
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 952	8 650
Prêts et créances financières – CSPE	2 788	3 294
Autres prêts et créances financières	3 157	2 678
PRÊTS ET CREANCES FINANCIÈRES	14 897	14 622

Au 30 juin 2018 les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 952 millions d'euros au 30 juin 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du solde du déficit de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) accumulé au 31 décembre 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au titre du principal et des intérêts au cours du premier semestre 2018 s'élèvent à 529 millions d'euros (395 millions d'euros au cours du premier semestre 2017) et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie. Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés.

NOTE 16 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018	31/12/2017 retraité
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	13 483	14 359
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 744	3 530
Dépréciations	(996)	(1 046)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	15 231	16 843

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 217 millions d'euros au 30 juin 2018 (6 568 millions au 31 décembre 2017 - voir note 2.1.3.2).

NOTE 17 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2018, les autres débiteurs intègrent principalement des créances fiscales à hauteur de 1 974 millions d'euros (2 412 millions au 31 décembre 2017) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 607 millions d'euros (1 592 millions au 31 décembre 2017). Ils intègrent également un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE à hauteur de 524 millions (1 147 millions d'euros au 31 décembre 2017). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financières (voir note 15.3).

NOTE 18 CAPITAUX PROPRES

18.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,04 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,17 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017, s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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

18.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder pour un même actionnaire 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2017 s'élève à 0,31 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,356 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

18.3 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 30 juin 2018, 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).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 378 millions d'euros au premier semestre 2018 et de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le deuxième semestre 2018, une rémunération d'environ 170 millions d'euros a été versée en juillet 2018 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Autres instruments de capitaux propres

Des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia, ont été reconnus en capitaux propres pour un montant total de 168 millions d'euros au 30 juin 2018 (124 millions d'euros en 2017).

L'évolution sur la période s'explique par la souscription d'obligations convertibles pour un total de 44 millions d'euros par un partenaire de Dalkia, à l'occasion de la cession par Dalkia, le 30 janvier 2018, de 70 % de ses participations dans deux actifs de cogénération biomasse.

Les obligations convertibles sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 et l'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance des sociétés confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. Cette opération est présentée au sein des flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

18.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

18.4.1 Titres de dettes et de capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2018 (IFRS 9)			S1 2017 (IAS 39)	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférée en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>					
Actifs dédiés d'EDF	-	(31)	4	304	308
Actifs liquides	-	(64)	16	63	53
Autres titres	(2)	-	-	3	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽³⁾	(2)	(95)	20	370	361

(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 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (35) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2017 concernent principalement EDF pour 7 millions d'euros dont (4) 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 :

	S1 2018 (IFRS 9)			S1 2017 (IAS 39)		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat - Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat - Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat - Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat - Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(29)	-	-	24	(9)	-
Couverture de change	420	274	(10)	(975)	(927)	4
Couverture d'investissement net à l'étranger	(73)	-	-	317	(26)	-
Couverture de matières premières	(511)	(495)	-	(202)	(941)	(3)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(193)	(221)	(10)	(836)	(1 903)	1

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

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

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

NOTE 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	30/06/2018			31/12/2017		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 427	21 824	23 251	1 479	21 378	22 857
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		366	25 885	26 251	290	25 032	25 322
Provisions liées à la production nucléaire	19.2	1 793	47 709	49 502	1 769	46 410	48 179
Autres provisions pour déconstruction		76	2 028	2 104	80	1 977	2 057
Provisions pour avantages du personnel	19.3	1 076	19 590	20 666	1 106	20 630	21 736
Autres provisions	19.4	2 886	2 240	5 126	2 529	2 356	4 885
TOTAL PROVISIONS		5 831	71 567	77 398	5 484	71 373	76 857

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

Sur le premier semestre 2018 les variations des provisions pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	12 353	270	(524)	370	2	(59)	12 412
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 041	3	(8)	30	-	20	1 086
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 463	18	(221)	418	1	74	9 753
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 857	291	(753)	818	3	35	23 251
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 431	1	(70)	532	6	370	22 270
Provisions pour derniers cœurs	3 891	-	-	84	2	4	3 981
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	25 322	1	(70)	616	8	374	26 251
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	48 179	292	(823)	1 434	11	409	49 502

La répartition par société des provisions liées à la production nucléaire n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2018 (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2018 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en «Effet de l'actualisation» pour un montant de 404 millions d'euros, et en «Autres mouvements» pour un montant de 576 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni).

19.2.1 Provisions nucléaires en France

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est

effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017.

Taux d'actualisation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont identiques à celles utilisées au 31 décembre 2017 et également décrites en note 29.1.5 de l'annexe aux comptes précitée.

Le taux d'actualisation s'établit à 4,0 % au 30 juin 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % inchangée par rapport à 2017.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 % et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,0 % au 30 juin 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	30/06/2018		31/12/2017	
	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	19 325	10 897	19 058	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 205	744	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	29 502	9 053	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	50 032	20 694	49 657	20 326
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 709	12 091	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 467	3 384	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 332	2 456	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 508	17 931	31 367	17 307

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 2017.

Le taux d'actualisation réel retenu pour les provisions nucléaires d'EDF Energy au 30 juin 2018 est de 2,6 % (2,7 % au 31 décembre 2017). Il en résulte une augmentation des provisions et corrélativement de la créance NLF.

19.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

19.3.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018	31/12/2017
Provisions pour avantages du personnel - part courante	1 076	1 106
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	19 590	20 630
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	20 666	21 736

19.3.1.1 Décomposition de la variation du passif net

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2017 ⁽¹⁾	42 721	(21 895)	20 826
Charge nette du premier semestre 2018	976	(236)	740
Écarts actuariels	(1 198)	(85)	(1 283)
Cotisations versées aux fonds	-	(154)	(154)
Cotisations salariales	8	(8)	-
Prestations versées	(1 068)	294	(774)
Écarts de conversion	24	(22)	2
Mouvements de périmètre	1	-	1
Autres variations	2	(4)	(2)
SOLDES AU 30/06/2018	41 466	(22 110)	19 356
Dont			
Provisions pour avantages du personnel	-	-	20 666
Actifs financiers non courants	-	-	(1 310)

(1) Le passif net au 31 décembre 2017 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 736 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (910) millions d'euros soit un passif net de 20 826 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2018 s'élèvent à (1 198) millions d'euros soit (590) millions d'euros au Royaume-Uni et (608) millions d'euros en France, liés aux variations de taux d'actualisation (voir note 19.3.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2018 s'élèvent à (85) millions d'euros. Ils résultent d'une évolution au périmètre France de (216) millions d'euros, liée à un rendement favorable des obligations au-delà du taux d'actualisation du fait d'une baisse des taux d'emprunts français et allemands sur le premier semestre, compensé par un rendement défavorable au Royaume-Uni pour 131 millions d'euros consécutif à la faible performance des marchés actions sur cette même période.

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 2018	S1 2017
Coût des services rendus	(514)	(508)
Coût des services passés	(1)	-
Écarts actuariels - avantages à long terme	(28)	(49)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(543)	(557)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(433)	(444)
Produit sur les actifs de couverture	236	237
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(197)	(207)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(740)	(764)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 198	(75)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	85	(62)
Écarts actuariels	1 283	(137)
Écarts de conversion	(2)	(11)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS EN CAPITAUX PROPRES	1 281	(148)

La répartition géographique du passif net n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2018 (voir note 31.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017).

19.3.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2017.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel en France sont les suivantes :

<i>(en %)</i>	30/06/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,00 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation et pour une carrière complète.

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

<i>(en %)</i>	30/06/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,81 %	2,56 %
Taux d'inflation	2,90 %	3,00 %
Taux d'augmentation des salaires	2,30 %	2,40 %

19.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS

19.4.1 Autres provisions

	31/12/2017	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2018
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	913	-	(19)	-	-	-	894
Provisions pour risques fiscaux	573	20	(39)	(1)	-	(1)	552
Provisions pour litiges	589	16	(11)	(13)	-	1	582
Provisions pour contrats onéreux et pertes à terminaison	273	18	(36)	(45)	-	(3)	207
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	901	735	(300)	(1)	-	(3)	1 332
Autres provisions pour risques et charges ⁽²⁾	1 636	193	(205)	(56)	3	(12)	1 559
TOTAL	4 885	982	(610)	(116)	3	(18)	5 126

(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.

(2) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

19.4.2 Passifs éventuels

Concernant les passifs éventuels du Groupe, hormis les contentieux opposant Enedis à des producteurs photovoltaïques, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2018 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2017 en note 45 et dans le document de référence au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et déposé le 15 mars 2018 (en section 2.4).

En ce qui concerne les contentieux opposant Enedis à des producteurs photovoltaïques, plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté début juillet 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'Etat. Ces décisions peuvent faire l'objet de pourvoi en cassation dans les deux mois de leur notification.

NOTE 20 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

20.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

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

	30/06/2018			31/12/2017		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts et dettes financières	8 433	47 436	55 869	7 112	49 734	56 846
Juste valeur négative des dérivés de transaction	8 002	-	8 002	2 787	-	2 787
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 846	1 648	3 494	1 243	1 631	2 874
PASSIFS FINANCIERS	18 281	49 084	67 365	11 142	51 365	62 507

20.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

20.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846
Augmentations	101	1 173	1 025	-	71	2 370
Diminutions	(1 488)	(140)	(1 464)	(27)	(197)	(3 316)
Écarts de conversion	(18)	(32)	(14)	-	(1)	(65)
Mouvements de périmètre	4	(86)	128	-	-	46
Variations de juste valeur	(59)	-	112	-	-	53
Autres mouvements	2	3	(44)	3	(29)	(65)
SOLDES AU 30/06/2018	45 867	4 012	4 468	344	1 178	55 869

Les augmentations / diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le Tableau de flux de trésorerie) pour un montant de (35) millions d'euros.

20.2.2 Echancier 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
À moins d'un an	3 097	479	3 852	59	946	8 433
Entre un et cinq ans	12 172	1 507	57	129	63	13 928
À plus de cinq ans	30 598	2 026	559	156	169	33 508
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2018	45 867	4 012	4 468	344	1 178	55 869

20.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 441 millions d'euros au 30 juin 2018 (11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017).

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 441	3 156	8 162	123	11 943

20.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018		31/12/2017	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	61 631	55 869	63 334	56 846

20.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2018	31/12/2017
Emprunts et dettes financières	20.2.1	55 869	56 846
Dérivés de couvertures des dettes		(1 372)	(1 176)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(3 957)	(3 692)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	15.2	(19 265)	(18 963)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		31 275	33 015

NOTE 21 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018	31/12/2017 Retraité ⁽¹⁾
Avances et acomptes reçus	1 601	1 819
Fournisseurs d'immobilisations	2 670	3 711
Dettes fiscales	5 132	4 672
Dettes sociales	4 283	4 171
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 492	3 606
Autres produits constatés d'avance	670	499
Autres dettes	2 848	2 436
AUTRES CRÉDITEURS	20 696	20 914
dont part non courante	4 918	4 864
dont part courante	15 778	16 050

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

21.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2018, les avances et acomptes reçus constituent des passifs sur contrats au sens d'IFRS 15.

Ils comprennent les paiements faits par les clients de Framatome pour 673 millions d'euros (738 millions d'euros au 31 décembre 2017).

21.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2018, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 732 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (711 millions d'euros au 31 décembre 2017, montant tenant compte des impacts IFRS 15, voir note 2.1.3.2).

21.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2018, 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 1 738 millions d'euros (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces produits constatés d'avance constituent des passifs sur contrat au sens d'IFRS 15.

21.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur le premier semestre 2018 pour 301 millions d'euros (348 millions d'euros sur l'année 2017).

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 22 ACTIFS DEDIEÉS D'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers réservés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme et notamment 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 2017.

22.1 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2018		31/12/2017	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actions ⁽¹⁾		9 714	9 714	9 942	9 942
Titres de dettes ⁽¹⁾		9 941	9 941	9 282	9 282
Portefeuille trésorerie		163	163	104	104
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Titres de dettes et de capitaux propres	19 818	19 818	19 328	19 328
Dérivés	Juste valeur des dérivés	1	1	30	30
Autres éléments	Titres de dettes et de capitaux propres	-	-	-	-
Placements diversifiés actions et obligations		19 819	19 819	19 358	19 358
Créance de CSPE ⁽²⁾	Prêts et créances financières	2 788	2 826	3 294	3 349
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	-	-
Créance de CSPE après dérivés		2 788	2 826	3 294	3 349
CTE ⁽³⁾	Participations dans les entreprises associées	1 297	2 730	1 241	2 705
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽⁴⁾	915	948	893	944
Autres actifs	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽⁵⁾	1 787	1 821	1 716	1 759
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 999	5 499	3 850	5 408
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		26 606	28 144	26 502	28 115

(1) Cette présentation résulte d'une analyse de gestion fondée sur le sous-jacent de l'investissement (les parts détenues dans les OPC étant présentées pour partie en actions et pour partie en titres de dettes, par exemple).

(2) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015 déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

(3) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). Au 30 juin 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017.

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

(5) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 611 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

22.2 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 30 juin 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,1 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (article 5 du décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 30 juin 2018.

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas d'effet au 31 décembre 2017.

Les obligations nucléaires de long terme en France, visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2018	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 016	983
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 053	8 814
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	744	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 475	14 920
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	495	467
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	26 783	25 910

22.3 ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIEÉS SUR 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçue par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés. Celle-ci est composée d'environ un tiers d'actifs non cotés (infrastructures dont CTE, immobilier, fonds d'investissement), au lieu d'un quart dans l'allocation stratégique antérieure depuis février 2013.

Pour rappel, au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et sera réalisée courant 2018 dans ce nouveau cadre.

Le *benchmark* stratégique du portefeuille financier (actions et obligations cotées) sera également modifié progressivement à partir du 1^{er} janvier 2019 et jusqu'au 1^{er} janvier 2022 au plus tard, pour passer de 49 % actions / 51 % obligations actuellement à 57 % / 43 %.

Au 30 juin 2018, 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 2 083 millions d'euros avant impôt (2 114 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La performance du portefeuille financier est de 0,5 % sur le premier semestre 2018 (7,7 % sur l'année 2017) pour un indice de référence à 0,7 % (6,6 % en 2017) voir section 6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » du rapport financier semestriel au 30 juin 2018.

NOTE 23 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2018. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

23.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2018	31/12/2017
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	23.1.1.2	14 331	13 739
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	23.1.2	16 899	17 222
Engagements donnés liés aux opérations de financement	23.1.3	5 165	5 123
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		36 395	36 084

(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 combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz) s'élevaient à 26 728 millions d'euros au 31 décembre 2017. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2018.

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

Au 30 juin 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	6 687	2 497	2 147	2 043	7 074
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	7 403	4 425	2 453	525	6 460
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	241	127	101	13	205
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	14 331	7 049	4 701	2 581	13 739

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 966 millions d'euros au 30 juin 2018 (835 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 2018, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses 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'élevaient à 4 238 millions d'euros au 31 décembre 2017. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2018.

La norme IFRS 16 « Contrats de location », sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 1.2.4.1).

23.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2018 les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 802	6 844	8 199	759	15 827
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	235	190	45	-	569
Autres engagements donnés liés aux investissements	862	384	478	-	826
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	16 899	7 418	8 722	759	17 222

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 384 millions d'euros au 30 juin 2018 (428 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La diminution des engagements donnés sur acquisition d'actifs financiers sur le premier semestre 2018 est liée à la finalisation de l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (voir note 4.2).

23.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2018 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 252	99	1 877	2 276	4 250
Garanties financières données	597	171	160	266	613
Autres engagements donnés liés au financement	316	299	12	5	260
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 165	569	2 049	2 547	5 123

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 572 millions d'euros au 30 juin 2018 (692 millions d'euros au 31 décembre 2017). 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 2018.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2018	31/12/2017 retraité ⁽¹⁾
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽²⁾		8 720	8 277
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	23.2.1	190	214
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽³⁾		29	72
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		8 939	8 563

(1) Les engagements présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les autres engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Énergies Nouvelles.

(2) Hors engagements de location simple en tant que bailleur

(3) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 20.2.3.

23.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	Total	30/06/2018			31/12/2017
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	190	53	20	117	214

NOTE 24 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2017. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public notamment auprès du groupe Orano pour la fourniture le transport et le retraitement du combustible nucléaire.

Les principales opérations avec CTE et CENG sont présentées respectivement en notes 14.1 et 14.2.

NOTE 25 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLÔTURE

Les développements postérieurs à la clôture hormis ceux relatifs à Dunkerque LNG mentionnés en note 3.2, sont les suivants.

25.1 SOUDURES DU CIRCUIT SECONDAIRE PRINCIPAL DE L'EPR DE FLAMANVILLE : EDF MET EN PLACE DES ACTIONS CORRECTIVES ET AJUSTE LE PLANNING AINSI QUE L'OBJECTIF DE COÛT DE CONSTRUCTION

Au 25 juillet 2018, EDF a contrôlé 148 des 150 soudures du circuit secondaire principal¹ de l'EPR de Flamanville et a poursuivi ses échanges avec l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN), comme annoncé dans ses communications du 10 avril et du 31 mai 2018². Le contrôle des deux soudures restantes sera finalisé d'ici fin juillet 2018.

Sur les 148 soudures contrôlées, 33 soudures présentent des écarts de qualité et vont faire l'objet d'une réparation.

EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentent pas de défaut. Ces soudures ne respectent pas les exigences dites « de haute qualité³ » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR (principe d'exclusion de rupture).

Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Cette démarche fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN.

Les 85 autres soudures sont conformes.

En conséquence, le Groupe ajuste le planning et l'objectif de coût du chantier de construction de l'EPR de Flamanville. Le chargement du combustible est désormais prévu au quatrième trimestre 2019 et l'objectif de coût de construction est porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros⁴. Les équipes d'EDF et leurs partenaires industriels sont pleinement mobilisés et poursuivent l'ensemble des autres activités de montage et d'essais de l'EPR de Flamanville, notamment les essais d'ensemble. Le début des essais dits « à chaud » est programmé avant la fin de l'année 2018.

Les conséquences sur l'exploitation des deux réacteurs de Fessenheim sont à l'étude, notamment au regard de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte plafonnant la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire.

¹ Circuit fermé dans lequel la vapeur produite dans le générateur de vapeur est évacuée vers la turbine. Une fois condensée, l'eau est ramenée vers le générateur de vapeur

² Cf. communiqués de presse EDF du 10 avril 2018 et du 31 mai 2018

³ Cf. déclaration événement significatif relatif à la bonne application des exigences dites de « haute qualité » du 30 novembre 2017

⁴ En Euros 2015, hors intérêts intercalaires