

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

AU 30 JUIN 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 27 juillet 2017 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017 qui y sont inclus.

Ce rapport contient des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Rapport financier semestriel et les déclarations ou informations figurant dans le présent Rapport financier semestriel pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 11 « Perspectives Financières » du Rapport semestriel d'activité, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 2 « Facteurs de risques » du document de référence du groupe EDF pour l'année 2016.

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Rapport financier semestriel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2017
2. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ AU 30 JUIN 2017
3. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2017
4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2017 (PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER AU 30 JUIN 2017)

1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2017

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans le périmètre de consolidation, et que le Rapport semestriel d'activité ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

À Paris, le 27 juillet 2017

M. Jean-Bernard Lévy

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ

AU 30 JUIN 2017

SOMMAIRE DÉTAILLÉ DU RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ

1	CHIFFRES CLÉS	7
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	9
2.1	ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE	9
2.2	CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ	13
2.3	TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL	14
2.4	CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPÉRATURES ET PLUVIOMÉTRIE	14
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	16
3.1	ÉVÉNEMENTS MAJEURS	16
3.2	PARTICIPATIONS, PARTENARIATS ET PROJETS D'INVESTISSEMENT	16
3.3	ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE	17
3.4	DÉVELOPPEMENT DURABLE	19
3.5	AUTRES ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	19
4	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2016 ET 2017	21
4.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	21
4.2	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	24
4.3	RÉSULTAT D'EXPLOITATION	28
4.4	RÉSULTAT FINANCIER	29
4.5	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	29
4.6	QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET DES COENTREPRISES	29
4.7	RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	29
4.8	RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	29
4.9	RÉSULTAT NET COURANT	30
5	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	31
5.1	CASH FLOW OPÉRATIONNEL	32
5.2	VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	32
5.3	INVESTISSEMENTS NETS	32
5.4	ACTIFS DÉDIÉS	33
5.5	CASH FLOW AVANT DIVIDENDES	33
5.6	DIVIDENDES VERSÉS EN NUMÉRAIRE	34
5.7	CASH FLOW GROUPE	34
5.8	AUTRES VARIATIONS MONÉTAIRES	34
5.9	EFFET DE LA VARIATION DE CHANGE	34
5.10	RATIOS FINANCIERS	34
6	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	35
6.1	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS	35
6.2	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES	42
7	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	43
8	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2017	43
9	FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	43
9.1	PROCÉDURES CONCERNANT EDF	43
9.2	PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF	44
10	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	45
11	PERSPECTIVES FINANCIÈRES (A METTRE A JOUR)	46

1 CHIFFRES CLÉS

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017 du groupe EDF sont préparés sur la base 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 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017 du groupe EDF.

Les comptes consolidés résumés sont établis conformément à la norme IAS 34 relative à l'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 2016.

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2017 sont présentés ci-après.

Extrait du compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	35 723	36 659	(936)	- 2,6	- 1,1
Excédent brut d'exploitation (EBE)	6 996	8 944	(1 948)	- 21,8	- 20,6
Résultat d'exploitation	3 882	4 512	(630)	- 14,0	- 12,8
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	2 894	3 288	(394)	- 12,0	- 10,5
Résultat net part du Groupe	2 005	2 081	(76)	- 3,7	- 1,6
Résultat net courant ⁽¹⁾	1 370	2 968	(1 598)	- 53,8	- 52,4

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts (voir section 4.9 « Résultat net courant »).

Passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016
Résultat net part du Groupe	2 005	2 081
Plus-value de cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE ⁽¹⁾	(1 289)	-
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	291	156
Pertes de valeur	363	731
RÉSULTAT NET COURANT	1 370	2 968
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(394)	(401)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	976	2 567

(1) Holding détenant 100 % de titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

Cash flow Groupe

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe ^{(1) (2)}	1 482	107	1 375	n. a.

n. a. : non applicable.

(1) Le cash flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets, dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes (voir section 5 du présent rapport financier semestriel).

(2) Avant augmentation de capital.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	30/06/2017	31/12/2016	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net ⁽¹⁾	31 268	37 425	(6 157)	- 16,5
Capitaux propres - part du Groupe	39 752	34 438	5 314	+ 15,4
Endettement financier net/EBE	2,2 ⁽²⁾	2,3		

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (voir note 20.3 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

(2) Le ratio au 30 juin 2017 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2016 et du premier semestre 2017.

2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

2.1 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France est à relier avec celle des pays frontaliers.

Au cours du premier semestre 2017, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été nettement supérieurs à ceux du premier semestre 2016. Les températures plus froides au premier trimestre 2017, la situation du parc nucléaire en début d'année, ainsi que la hausse des prix des combustibles, expliquent cette différence.

2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe ¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2017 en base (€/MWh)	44,4	51,2	51,2	35,5	43,7
Variation 2017/2016 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	62,2 %	14,2 %	38,0 %	42,2 %	57,2 %
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2017 en pointe (€/MWh)	52,2	55,8	57,3	43,4	52,2
Variation 2017/2016 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	55,1 %	10,5 %	40,8 %	41,4 %	50,9 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 44,4 €/MWh sur le premier semestre 2017, en hausse de 17,0 €/MWh par rapport au premier semestre 2016. Cette augmentation des prix s'explique principalement par la hausse du prix du charbon et du gaz, par les tensions sur le parc nucléaire en début d'année, ainsi que par une vague de froid en janvier 2017.

Au premier semestre 2017, la demande en France a été supérieure de 0,4 GW à celle du premier semestre 2016, s'établissant en moyenne à 56,8 GW. Elle a été satisfaite par une utilisation accrue des moyens thermiques à flamme, dans un contexte de baisse de la production nucléaire liée à la hausse des arrêts programmés sur le premier trimestre (incluant les arrêts pour contrôles supplémentaires sur générateurs de vapeur), d'une production hydraulique moindre et d'une production éolienne et solaire stable.

L'évolution a été très contrastée selon les mois. Les températures se sont établies à 2,6 °C en moyenne sur le mois de janvier 2017. Ces températures basses ont entraîné une hausse de la consommation de 10,4 GW comparé à janvier 2016, conduisant à un prix moyen de 78,0 €/MWh. Le mois de mars 2017 a été le plus chaud depuis 1900 (ex-æquo avec 1957), avec des températures s'établissant 2,0 °C au-dessus des normales, à 10,5 °C. Par rapport à mars 2016, la demande a baissé de 6,0 GW et le prix s'est établi en moyenne à 35,4 €/MWh. Le mois de mai a connu des semaines relativement fraîches, et le mois de juin de fortes températures. La demande a été respectivement en hausse de 0,5 GW (effet chauffage) et 1,2 GW (effet climatisation).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 6,4 €/MWh par rapport au premier semestre 2016, en s'établissant en moyenne à 51,2 €/MWh. La hausse a été plus importante sur le premier trimestre (10,7 €/MWh) que sur le deuxième (2,1 €/MWh), pour s'établir respectivement à 55,8 €/MWh et 46,6 €/MWh. Cette augmentation est liée à la reprise des cours des commodités par rapport à l'année dernière. D'autre part, comme pour l'ensemble des pays européens, les prix sur le premier trimestre ont été soutenus par une demande particulièrement importante suite à la vague de froid de janvier. Par ailleurs, le Royaume-Uni n'a pu disposer pleinement de l'interconnexion avec la France du fait d'une avarie causée par une tempête, qui a limité la capacité d'échange avec la France à 1 GW au lieu de 2 GW entre le 20 novembre 2016 et le 2 mars 2017.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 14,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2016 pour s'établir en moyenne à 51,2 €/MWh au premier semestre 2017. Cette hausse s'explique par la reprise des cours des commodités, notamment du gaz qui compte pour près de 35 % dans la production d'électricité dans le pays.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 35,5 €/MWh, en hausse de 10,5 €/MWh par rapport au

1. **France et Allemagne** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

premier semestre 2016. Ils ont été tirés par la reprise des cours des commodités, par la vague de froid en janvier, et par la campagne de rechargement en combustible des centrales nucléaires en janvier faisant suite à la fin de la taxe sur le combustible nucléaire. La production éolienne, en hausse de 2,2 GW, s'établit à 11,1 GW en moyenne sur le premier semestre 2017. À fin juin 2017, la puissance éolienne installée en Allemagne est de l'ordre de 49 GW. La production photovoltaïque, en hausse de 0,6 GW, s'établit à 4,6 GW sur le premier semestre 2017. La puissance photovoltaïque installée est de l'ordre de 41 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éolienne et photovoltaïque importantes ont donné lieu à des prix négatifs sur le premier semestre 2017, ceux-ci étant descendus jusqu'à - 75,0 €/MWh le 30 avril.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 15,9 €/MWh par rapport au premier semestre 2016, s'établissant en moyenne à 43,7 €/MWh. Ils ont été tirés par les prix du premier trimestre qui se sont établis à 51,7 €/MWh, en hausse de 23,3 €/MWh par rapport au premier trimestre 2016, alors que les prix du second trimestre ont augmenté de 8,6 €/MWh pour s'établir à 35,7 €/MWh.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2018 à terme en base sur le 1 ^{er} semestre 2017 (€/MWh)	35,8	50,1	43,7	30,0	34,9
Variation 2017/2016 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 ^{er} semestre	23,4 %	9,6 %	11,8 %	25,5 %	14,8 %
Prix à terme du contrat annuel 2018 en base au 30 juin 2017 (€/MWh)	36,6	47,3	44,3	30,8	34,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2018 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2017 (€/MWh)	47,2	55,7	49,5	37,9	45,7
Variation 2017/2016 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	24,9 %	6,8 %	9,8 %	25,5 %	15,6 %
Prix à terme du contrat annuel 2018 en pointe au 30 juin 2017 (€/MWh)	47,7	53,0	50,3	38,6	44,7

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en hausse en moyenne par rapport au premier semestre 2016, principalement tirés à la hausse par une reprise du prix des combustibles.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 23 % à celui constaté au premier semestre 2016. Cette hausse s'explique principalement par la hausse du prix des combustibles, le prix moyen du charbon ayant augmenté de 51 % entre le premier semestre 2016 et le premier semestre 2017 et celui du gaz de 18 %. Par ailleurs, la moindre disponibilité du parc nucléaire durant l'hiver a contribué à faire monter les prix. Les volumes échangés sur les marchés ont été relativement faibles sur tout le semestre, augmentant à partir de mi-mai.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 9,6 % par rapport au premier semestre 2016 pour s'établir à 50,1 €/MWh en moyenne sur le premier semestre en raison de la hausse des prix du gaz. Les moyens gaz contribuent en effet fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays vu leur importance dans le parc de production. Durant le semestre, les prix ont néanmoins été orientés à la baisse en mars pour ensuite se stabiliser, suivant l'évolution des prix du gaz à terme. À noter que l'opérateur Centrica a annoncé fin juin la fermeture définitive du site de stockage de Rough, le plus grand du Royaume-Uni, suite à de multiples problèmes techniques alors même qu'il était déclaré indisponible aux injections depuis avril 2017 pour une période d'un an.

En **Italie**, le contrat annuel en base a également augmenté, pour s'établir en moyenne à 43,7 €/MWh, soit près de 12 % plus élevé qu'au premier semestre 2016. Cette hausse s'explique par la forte augmentation des prix du gaz, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen en base a été en hausse de 26 % par rapport au premier semestre 2016, pour s'établir à 30,0 €/MWh. Cette évolution s'explique par l'augmentation du prix des combustibles entre les deux années, principalement le charbon qui contribue fortement à la formation du prix allemand, et ce, malgré la hausse de la puissance renouvelable installée, éolienne principalement (*onshore* et *offshore*) entraînant une pression à la baisse sur les prix. À noter la signature en mai d'un accord entre l'Allemagne et l'Autriche sur la séparation de la zone unique de prix de l'électricité à compter du 1^{er} octobre 2018 dans le but de réduire les coûts de congestion en Allemagne.

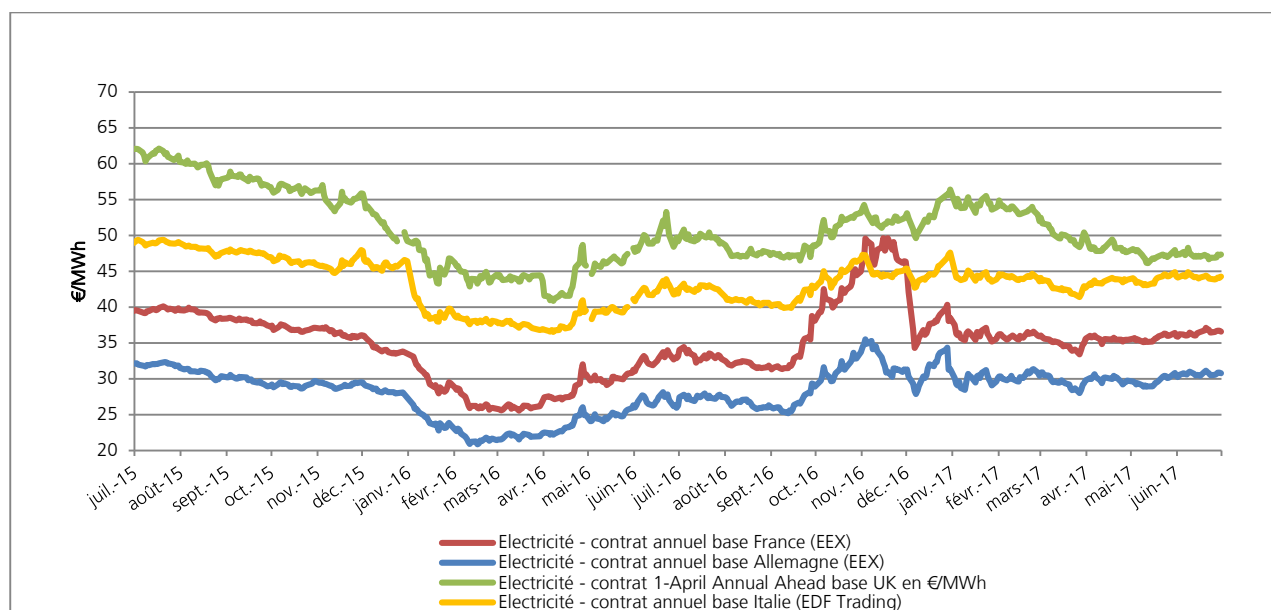
1. **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2015 puis avril 2016 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

En Belgique, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 15 % à celui du premier semestre 2016 à 34,9 €/MWh, dans le sillage des prix des commodités, et ce, malgré le redémarrage des tranches nucléaires belges de Doel 1, Doel 3 et Tihange 1 qui avaient été arrêtées durant le premier semestre 2016.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base

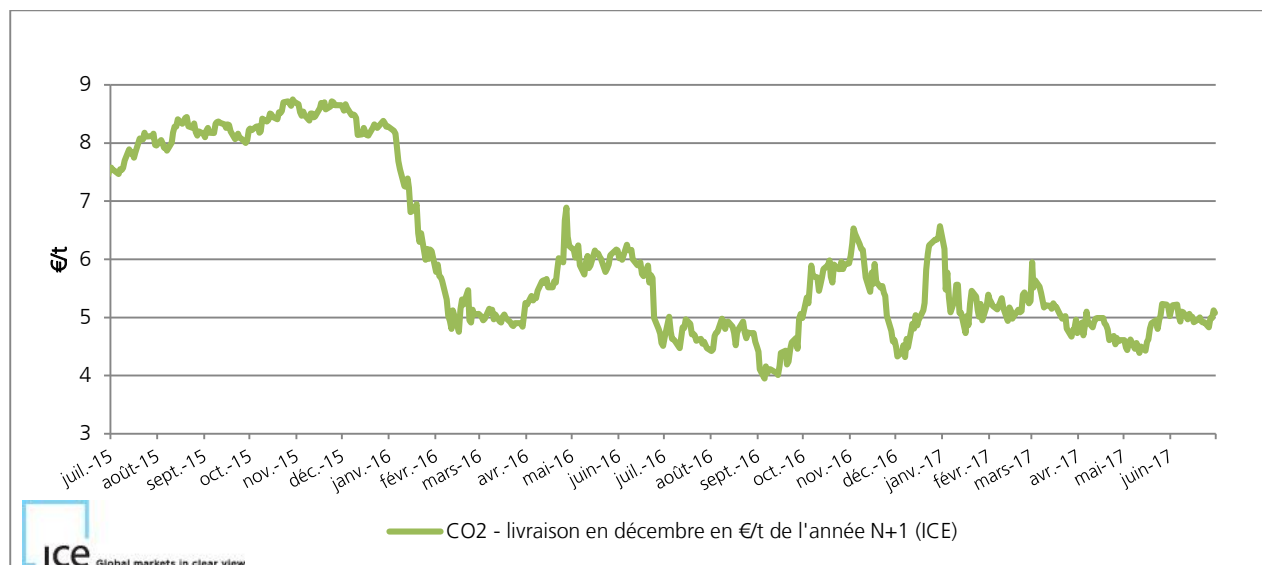


2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂¹

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre 2018 a clôturé le semestre à 5,1 €/t, en hausse de 0,6 €/t par rapport à la fin du semestre 2016. En mars, le Conseil de l'Union Européenne a adopté une position commune sur la réforme de la réserve de capacité (*Market Stability Reserve*) à partir de 2024. Les négociations entre les institutions européennes (Commission, Parlement et Conseil) sur la proposition de directive ont débuté, mais n'ont pas abouti fin juin. Les propositions concernent notamment le doublement de la MSR, qui pourrait absorber près de 24 % des quotas mis en circulation sur une année en cas de surplus de quotas sur le marché. Par ailleurs, la Commission Européenne a rendu en mai un rapport sur les variations annuelles des émissions de CO₂ soumises au système EU-ETS, faisant état d'une baisse des émissions de 2,6 % en 2016 comparé à 2015.

1. Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution du prix des droits d'émission de CO₂



2.1.4 Prix des combustibles fossiles ¹

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2017	66,3	52,7	17,2
Variation 2017/2016 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	+ 51 %	+ 28 %	+ 18 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2017	70,3	57,1	18,9
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2017	60,8	44,8	15,8
Prix au 30 juin 2017	70,2	47,9	15,9
Prix au 30 juin 2016	55,6	49,7	16,2

Le prix du **charbon**, pour livraison en Europe en 2018, s'est établi en moyenne à 66,3 US\$/t, en hausse de 51 % (+ 22,4 US\$/t) par rapport au premier semestre 2016. Cette reprise des prix du charbon est due d'une part à la hausse des prix du pétrole, qui rend le transport et l'extraction de charbon plus onéreux, et d'autre part à la volonté de la Chine (50 % de la production et de la consommation mondiale) de réduire sa production en fermant les mines non rentables. L'objectif fixé par le gouvernement chinois est de réduire la production locale de près de 1 milliard de tonnes par an (à titre de référence : l'Europe importe au total 200 millions de tonnes de charbon chaque année). Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2018 a été stable en mai, pour continuer en hausse en juin. Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2018 a clôturé le semestre à 70,21 US\$/t, en hausse de 14,6 US\$/t par rapport à fin juin 2016.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 52,7 US\$/bbl, en hausse de 28 % (+ 11,5 US\$/bbl) par rapport au premier semestre 2016. Cette forte hausse s'explique par le niveau particulièrement bas du prix du pétrole début 2016, qui avait atteint son plus bas niveau historique depuis 2003 le 20 janvier 2016 à 27,9 US\$/bbl, suite à une offre surabondante sur le marché. Les prix ont entre temps évolué au gré des multiples réunions des pays membres de l'OPEP et de la Russie, afin de trouver un accord permettant de limiter la production et de résorber la surcapacité. Cet accord a finalement eu lieu en novembre 2016 à Vienne, ce qui a permis au cours du pétrole de se stabiliser autour de 55 US\$/bbl. Le cours du pétrole a néanmoins reculé de près de 7 % durant le premier trimestre 2017. En cause : la hausse des stocks de pétrole américains, l'augmentation du nombre de puits de forage en activité aux États-Unis du fait des efforts réalisés afin de réduire leurs coûts et enfin, la fragilité de l'accord de Vienne. En avril, les prix du pétrole ont été orientés à la baisse en raison d'une réduction des stocks américains plus faible qu'attendue. Cette baisse a continué en mai et en juin, suite au congrès de Vienne du 25 mai, le marché ayant anticipé une réduction plus forte et plus durable de la production que celle qui en a découlé. À cela s'est ajouté en juin une augmentation des productions nigériane et libyenne, deux pays membres de l'OPEP exempts de limitation de production. Le prix du baril a atteint son plus bas niveau depuis novembre

1. **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;

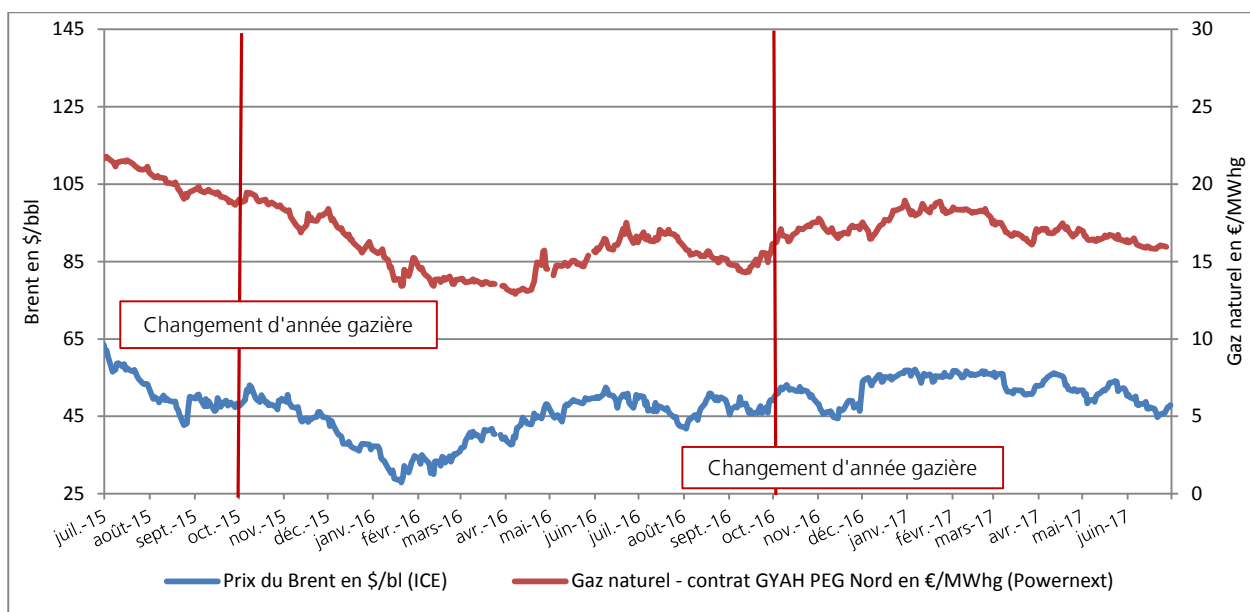
Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month) - (en US\$/baril) ;

Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord) - €/MWhg.

2016 à 44,8 US\$/bbl le 21 juin, et à clôturé le semestre 2017 à 47,9 US\$/bbl.

Au premier semestre 2017, le **contrat annuel gazier** sur le hub français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 17,2 €/MWh, en hausse de 18 % (+ 2,6 €/MWh) par rapport au premier semestre 2016. Cette hausse des prix s'explique par la reprise des cours du pétrole, les contrats longs termes étant indexés pour partie sur les prix du pétrole. D'autre part, le niveau des prix en 2016 était relativement bas, l'hiver 2015/2016 ayant été doux et les soutirages depuis les stockages peu importants. Sur le semestre, après deux premiers mois de relative stabilité, les prix ont été orientés à la baisse à l'image des prix du pétrole et du fait d'un bon approvisionnement en GNL en mai. Le contrat *Gas Year* a terminé le semestre à 15,9 €/MWh en lien avec le marché pétrolier, et ce, malgré des tensions observées en juin entre le Qatar et ses voisins dans l'approvisionnement de GNL.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.2 CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ¹ ET DE GAZ ²

En **France**, la consommation d'électricité a atteint 248,9 TWh sur le 1^{er} semestre 2017, c'est-à-dire un niveau légèrement inférieur (- 0,6 %) à celui du 1^{er} semestre 2016. Entre 2016 et 2017, les évolutions relatives des températures expliquent l'essentiel des variations de la consommation. Corrigée de l'aléa climatique et de l'effet année bissextile de 2016, la consommation reste quasi-stable au 1^{er} semestre 2017 (+ 0,3 %) par rapport au 1^{er} semestre 2016.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité est en baisse de 3,9 % par rapport au premier semestre 2016, principalement en raison de la baisse de la consommation dans plusieurs secteurs. En **Italie**, la consommation électrique est en hausse de 1,4 % par rapport au premier semestre 2016 en raison de conditions climatiques favorables, en particulier en janvier et en juin 2017.

La consommation estimée de gaz naturel en **France** a augmenté de 2,0 % sur le premier semestre 2017 par rapport au premier semestre 2016. Cette hausse s'explique principalement par un mois de janvier 2017 plus froid affichant des températures en dessous des normales de 2,4 °C. Cela a entraîné une hausse globale de la consommation de 18,5 TWh du fait d'une augmentation de la demande en chauffage et d'une sollicitation accrue des centrales à gaz pour la production d'électricité. Néanmoins, la hausse sur le mois de janvier a été compensée par la forte baisse de 15 % en mars 2017 comparé à mars 2016, les températures moyennes ayant été supérieures de 3,1 °C comparé à mars 2016, entraînant une baisse de la consommation de 8,4 TWh.

1. Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE ;

Données **Royaume-Uni** : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;

Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

2. Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz ;

Données **Royaume-Uni** : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;

Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 bcm (billion cubic metres) = 10,76 TWh.

La consommation estimée de gaz naturel au Royaume-Uni est en baisse de 5,9 % par rapport au premier semestre 2016 grâce à un temps plus chaud au premier trimestre de 2017. La température moyenne était de 0,7 degrés plus élevée au premier trimestre de 2017 par rapport au premier trimestre 2016. En Italie, la demande intérieure de gaz naturel a progressé de 9.7 % en raison de la hausse de la consommation industrielle et résidentielle appelant une production des centrales thermiques à gaz accrue versus une moindre production hydraulique.

2.3 TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en France, voir section 3.3.1.3 « Tarifs réglementés de vente d'électricité en France ».

Au Royaume-Uni, EDF Energy a procédé à deux changements tarifaires :

- une baisse de 5,2 % sur les tarifs gaz à partir du 5 janvier 2017 et une hausse de 8,4 % sur les tarifs électricité à partir du 1^{er} mars 2017 ;
- puis une hausse de + 5,5 % sur le gaz et une deuxième hausse de + 9 % sur l'électricité.

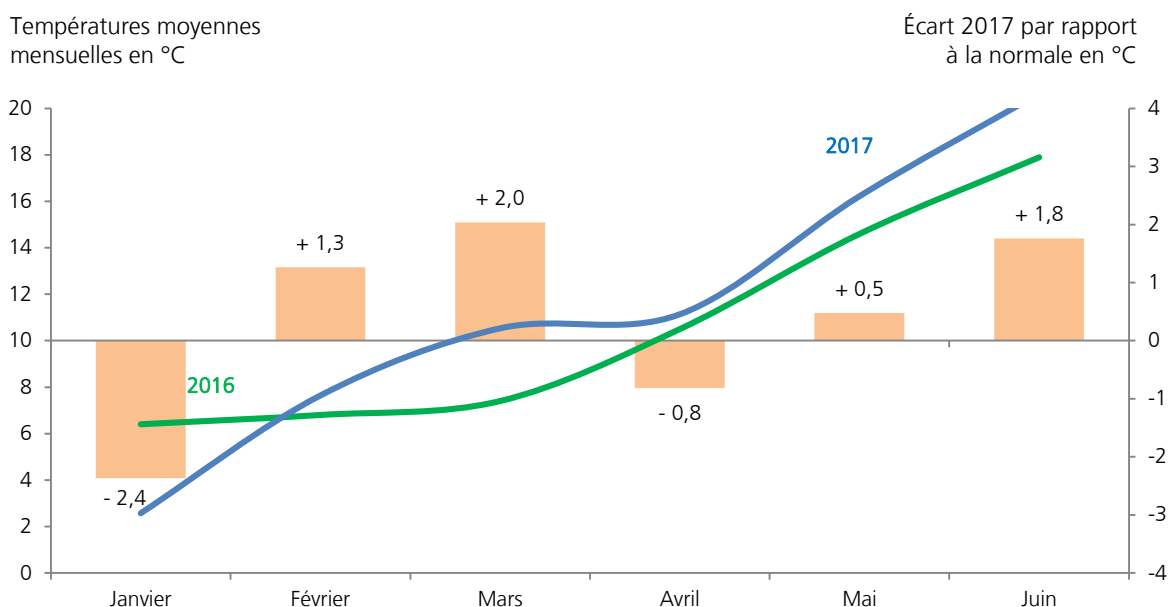
Sur le premier semestre 2017, les tarifs de l'électricité ont donc augmenté de + 18,1 % et les tarifs de gaz sont restés stables. Les cinq autres plus gros fournisseurs d'énergie, à l'exception de British Gas, ont également augmenté leurs tarifs. Cette hausse s'explique principalement par la hausse des prix sur les marchés de gros et des coûts non énergie.

2.4 CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPÉRATURES ET PLUVIOMÉTRIE

En moyenne sur le premier semestre, les températures 2017 ont été supérieures de près d'1 °C à celles de 2016 et de 0,4 °C aux normales.

La vague de froid qui a traversé le mois de janvier 2017 a porté la température moyenne du mois 2,4 °C sous les normales. Février et mars ont, quant à eux, été relativement doux. Cette douceur s'est amplifiée dans les tout derniers jours de mars et s'est maintenue jusqu'à la mi-avril pour laisser place à une dernière quinzaine d'avril relativement fraîche (3,1 °C sous les normales). Le mois de mai a connu une évolution inverse de celle d'avril. La fin de mois a connu des températures particulièrement élevées (entre 5 et 6 °C au-dessus des normales). Le mois de juin, enfin, a également été marqué par des températures élevées, en moyenne 1,8 °C au-dessus des normales.

Températures ⁽¹⁾ ⁽²⁾ en France aux premiers semestres 2017 et 2016

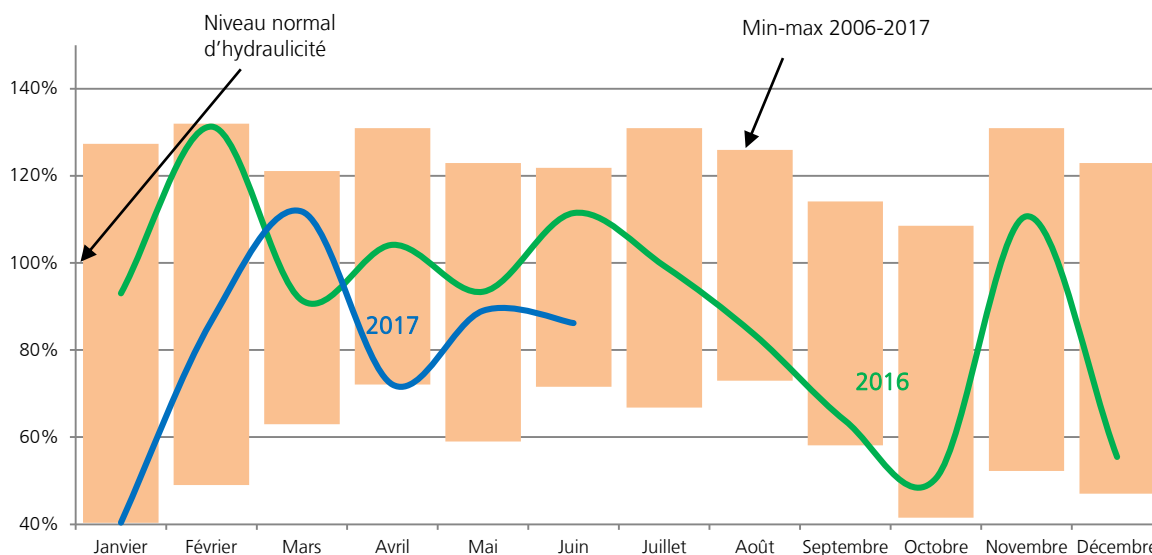


(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Source Miréor (données Météo France).

Le premier semestre 2017 a été marqué par une pluviométrie déficitaire sur les Alpes et le Nord Est du pays et plus proches de la normale sur les Pyrénées et le Massif Central. En conséquence, l'hydraulicité en France a été systématiquement déficitaire sur cette première partie d'année (mois de mars excepté). L'hydraulicité de janvier a été particulièrement basse, conséquence d'une fin d'année 2016 très sèche puis d'un mois de janvier peu arrosé. Le printemps sec et chaud a mené à une situation hydrologique dégradée et d'étiage précoce sur de nombreux bassins à l'entrée de l'été.

Hydraulicité en France en 2016 et au premier semestre 2017 ⁽¹⁾



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire Statistique du Groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS ^{1 2}

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 6 mars 2017, du document de référence 2016 (voir section 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2016 »).

3.1 ÉVÉNEMENTS MAJEURS

- EDF lève partiellement une des conditions suspensives prévues dans le contrat d'acquisition de NEW NP (cf. communiqué de presse (CP) du 12 juillet 2017).
- Signature d'accords engageants pour l'entrée d'investisseurs stratégiques au capital de NEW NP (cf. CP du 10 juillet 2017).
- Précisions sur le projet Hinkley Point C (cf. CP du 3 juillet 2017) : mise à jour des coûts du projet.
- Validation de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 : projet d'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire précisant que la composition de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur n'est pas de nature à remettre en cause sa mise en service sous certaines conditions et, notamment, le remplacement du couvercle de la cuve avant fin 2024 (cf. CP du 29 juin 2017).
- EDF a annoncé la signature d'un accord avec PGE pour la cession des actifs d'EDF Polska (cf. CP du 19 mai 2017 et note 2.5.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).
- Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la création de la société EDVANCE, jalon essentiel de la refondation de la filière nucléaire française (cf. CP du 17 mai 2017).
- Conseil d'administration du 6 avril 2017 : Fessenheim (cf. CP du 6 avril 2017).
- Examen par le Conseil d'administration d'EDF du plan stratégique déclinant la première période de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) (cf. CP du 6 avril 2017).
- EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % de CTE ³ (cf. CP du 31 mars 2017 et note 2.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).
- EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant d'environ 4 milliards d'euros (cf. CP du 28 mars 2017 et note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).
- L'EPR de Flamanville démarre la phase d'essais d'ensemble préalables à son démarrage, en 2018 (cf. CP du 16 mars 2017).
- EDF Trading et JERA : cession des activités de négoce de charbon (cf. note 2.5.4 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

3.2 PARTICIPATIONS, PARTENARIATS ET PROJETS D'INVESTISSEMENT

EDF Énergies Nouvelles ⁴

Au cours du premier semestre 2017, EDF Énergies Nouvelles a procédé à différentes mises en services, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.

- Le 20 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le succès de l'Offre Publique d'Achat Simplifiée sur FUTUREN (cf. note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

1. La liste exhaustive des communiqués de presse est disponible sur le site internet : www.edf.fr

2. Les litiges ayant fait l'objet d'une évolution significative depuis le dépôt du document de référence sont mentionnés en section 9 du présent rapport.

3. Holding détenant 100 % de titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

4. La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Énergies Nouvelles est disponible sur le site internet : www.edf-energies-nouvelles.com

- Le 13 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis un ensemble de projets éoliens d'une capacité de plus de 600 MW au Royaume-Uni.
- Le 5 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis le spécialiste de l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer OWS.

EDF Energy - Dalkia

Le 6 juillet 2017, EDF Energy Services a finalisé l'acquisition d'Imtech, entreprise dans le domaine du génie climatique au Royaume-Uni et en Irlande qui fournit des services techniques à ses clients dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des collectivités locales (cf. note 22.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

3.3 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

3.3.1 France

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

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des Charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Le nouveau cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, au titre des charges de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2017 prévoit :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs, au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF, et au remboursement des avances aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,5 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées.

Le financement du mécanisme est en 2017 assuré de deux manières :

- Le compte d'affectation spéciale « Transition Énergétique » est alimenté par une partie des taxes sur les carburants (TICPE) principalement, ainsi que par la taxe sur les charbons (TICC) ;
- Le budget général est quant à lui alimenté par la taxe sur la consommation d'électricité (CSPE) et la taxe sur la consommation de gaz naturel (TICGN).

La CSPE est une taxe collectée par l'État auprès des fournisseurs d'électricité. Jusqu'en 2016, elle était affectée au financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS), mais elle alimente désormais le budget général de l'État. Son niveau est stable par rapport à 2016. Il est fixé à 22,5 €/MWh pour le plein tarif en 2017, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour 7 niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2016 a modifié le périmètre des charges éligibles à compensation, en y intégrant, à compter du 1^{er} janvier 2017, les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat.

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 2017 s'élève à 3 424 millions d'euros, stable par rapport au premier semestre 2016. Cette stabilité reflète deux effets antagonistes : les volumes de production sous obligation d'achat sont en augmentation par rapport au premier semestre 2016, mais la hausse des prix de marché a diminué la compensation unitaire à apporter. Les montants encaissés sur le premier semestre 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), au titre du nouveau mécanisme CSPE, s'établissent quant à eux à 3 553 millions d'euros, en hausse par rapport à juin 2016. Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'État de décaler de décembre 2016 à janvier 2017 le versement à EDF de 414 millions d'euros de compensations en provenance du CAS « Transition énergétique ». Un arrêté de report de crédit entré en vigueur le 28 mars 2017 a permis d'ajuster les conséquences de ce décalage sur les crédits du CAS « Transition énergétique » pour l'année 2017.

Par ailleurs, la créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élève 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 bancaire acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017 EDF perçoit une quote-part de 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement.

À fin juin 2017, un montant de 362 millions d'euros a été perçu par EDF au titre du remboursement du principal et un montant de 33 millions d'euros au titre des intérêts associés, soit un total de 395 millions d'euros conformément à l'arrêté du 13 mai 2016 précisant les modalités de remboursement du déficit de compensation à EDF.

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 doit publier sous peu la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016, la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 et la prévision des charges au titre de 2018.

3.3.1.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)

Suite à la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016, la CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 prévoit le principe de la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique par les GRD (« commissionnement fournisseur ») sans en préciser les modalités de calcul. Une consultation organisée par la CRE a été initiée au second trimestre 2017 auprès des parties prenantes, sur la base d'une proposition détaillée, comme annoncé dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2017. Cette rémunération rentrera dans les charges couvertes par le TURPE. La CRE envisage de rendre une délibération avant la fin de l'été 2017 sur le sujet.

3.3.1.3 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV)

Tarifs bleus

En application de la loi NOME, depuis le 8 décembre 2015, la mission de proposer les tarifs réglementés de vente a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération détaillant les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

En vue du mouvement tarifaire prévu au 1^{er} août 2017, elle a également publié le 20 juin 2017 un document d'orientations proposant une hausse des TRV bleus résidentiel, et bleus non résidentiels, de 1,7 % au 1^{er} août 2017. Ce document a fait l'objet d'une audition par la CRE des parties prenantes le 28 juin 2017. Deux délibérations confirment ces éléments, la délibération portant proposition du 6 juillet 2017 et la délibération portant correction d'erreurs du 20 juillet 2017. Les Ministres concernés ont au plus trois mois pour s'opposer à la proposition de la CRE.

3.3.1.4 Mécanisme de capacité

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a décidé que le mécanisme de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1^{er} janvier 2017.

Deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017 pour échanger la capacité relative à 2017. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentaient 22,6 GW en Décembre 2016 et 0,5 GW en avril 2017. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW en Décembre 2016 et à 10,42 €/kW en avril 2017. Le prix de Décembre de 10 €/kW (seule enchère avant l'année de livraison) constitue le « prix de référence marché » de la capacité 2017.

Le prix de la capacité est répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est d'ores et déjà inclus dans la facturation. Pour les clients aux tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité a été pris en compte dans la dernière proposition tarifaire de la CRE (délibération du 6 juillet 2017).

De nouvelles sessions de marché auront lieu en novembre et décembre 2017 pour échanger la capacité relative aux années 2018 et 2019.

En 2018, des sessions complémentaires auront lieu portant sur les années 2017 et 2018 (rééquilibrage des acteurs) et sur les années ultérieures (2019 à 2022).

3.3.1.5 Tarifs réglementés de vente de gaz en France

Décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017

Le Conseil d'État a annulé, par une décision du 19 juillet 2017, le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que les dispositions légales, sur la base desquelles a été pris ce décret, sont contraires au droit de l'Union européenne (directive 2009/73/CE, interprétée par CJUE, 20 avril 2010, C-265/08, *Federutility* et CJUE, 7 sept. 2016, C-121/15, *ANODE*). En effet, à la date du décret attaqué, il n'est plus possible de se fonder sur un objectif d'intérêt économique général pour justifier le maintien de prix réglementés de gaz.

À titre exceptionnel, le Conseil d'État prévoit que les effets produits par le décret sont définitifs. Les consommateurs ne pourront donc plus contester les effets déjà produits par le décret ainsi annulé.

Dans son arrêt, le Conseil a distingué le gaz et l'électricité en indiquant que cette dernière « en application de l'article L. 121-1 du Code de l'énergie, est un « produit de première nécessité » faisant l'objet d'un approvisionnement « sur l'ensemble du territoire national » ».

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

Le décret 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 clients 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 euros par MWhc manquant) est environ cinq fois le coût actuel de l'obligation classique.

Le groupe EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement les certificats produits auprès de l'ensemble de ses clients 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 4^{ème} période.

3.4 DÉVELOPPEMENT DURABLE

- Obligations vertes (*green bonds*)

En octobre 2015, EDF a lancé une deuxième émission obligataire verte (*green bond*) libellée en dollars américains, d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 %. Les fonds sont dédiés au développement et à la construction de nouveaux projets d'énergies renouvelables par EDF Énergies Nouvelles. À fin juin 2017, 1,22 milliard de dollars ont été alloués à la construction de six projets éoliens.

En octobre 2016, EDF a lancé une troisième émission obligataire verte libellée en euros, d'un montant total de 1,75 milliard d'euros avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 1 %. Les fonds sont dédiés à la fois au développement et à la construction de nouveaux projets d'énergies renouvelables par EDF Énergies Nouvelles, ainsi qu'à la rénovation, à la modernisation et au développement d'ouvrage hydroélectriques existants en France métropolitaine. À fin juin 2017, 83 millions d'euros ont été alloués à près de 90 opérations d'investissements hydroélectriques.

- EDF a signé un accord bilatéral innovant de facilité de crédit avec un taux d'intérêt lié à sa notation développement durable (cf. CP du 22 mai 2017).

3.5 AUTRES ÉVÉNEMENTS MARQUANTS

- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2016 (cf. CP du 28 juin 2017 et notes 17.1 et 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).
- Nominations au sein du Comité exécutif du groupe EDF (cf. CP du 12 juin 2017).
- Nominations au sein de l'équipe de direction d'EDF Energy (cf. CP du 27 juillet 2017).

4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2016 ET 2017

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2017 et 2016 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016
Chiffre d'affaires	35 723	36 659
Achats de combustible et d'énergie	(19 345)	(18 764)
Autres consommations externes	(3 733)	(3 991)
Charges de personnel	(6 286)	(6 333)
Impôts et taxes	(2 687)	(2 727)
Autres produits et charges opérationnels	3 324	4 100
Excédent brut d'exploitation	6 996	8 944
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	(196)	(77)
Dotations aux amortissements	(4 212)	(3 916)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(41)	(15)
(Pertes de valeur)/reprises	(32)	(300)
Autres produits et charges d'exploitation	1 367	(124)
Résultat d'exploitation	3 882	4 512
Résultat financier	(988)	(1 224)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	2 894	3 288
Impôts sur les résultats	(712)	(960)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(93)	(162)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	2 089	2 166
Dont résultat net - part du Groupe	2 005	2 081
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	84	85
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	0,66	0,88
Résultat dilué par action	0,66	0,88

4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires consolidé est en recul de 2,6 % et en recul organique de 1,1 %.

4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

<i>(en millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	35 723	36 659	(936)	- 2,6	- 1,1

Le chiffre d'affaires s'élève à 35 723 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 936 millions d'euros (- 2,6 %) par rapport au premier semestre 2016. Hors effets de change (- 396 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (- 121 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 1,1 %.

4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	18 564	18 683	(119)	- 0,6	- 0,6
France - Activités régulées ⁽²⁾	8 174	8 125	49	+ 0,6	+ 0,6
Royaume-Uni	4 427	4 988	(561)	- 11,2	- 1,8
Italie	4 968	5 561	(593)	- 10,7	- 10,8
Autre international	2 537	2 708	(171)	- 6,3	- 2,8
Autres métiers	3 811	3 528	283	+ 8,0	+ 6,8
Éliminations inter-segments	(6 758)	(6 934)	176	- 2,5	- 2,5
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	35 723	36 659	(936)	- 2,6	- 1,1

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis¹, l'activité transport, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires d'Enedis comprend la part acheminement des clients des fournisseurs alternatifs en métropole.

4.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2017 du segment France - Activités de production et commercialisation s'élève à 18 564 millions d'euros, en baisse organique de 119 millions d'euros (- 0,6 %) par rapport au premier semestre 2016.

Sur le premier semestre 2017, les impacts liés au climat (- 0,1 TWh) et à l'année bissextile 2016 (- 1,1 TWh) ont un effet négatif de 243 millions d'euros.

Par ailleurs, la baisse des tarifs réglementés de vente d'électricité au 1^{er} août 2016 s'est traduite par une baisse du chiffre d'affaires de 61 millions d'euros.

Dans un contexte d'intensité concurrentielle, la baisse des volumes livrés du fait des pertes clients s'établit à - 5,2 TWh sur le premier semestre 2017.

Le premier semestre 2017 est marqué par les fortes souscriptions ARENH au guichet du 16 novembre 2016, celles-ci s'élevant pour le semestre à 40,7 TWh, alors que les souscriptions étaient nulles pour l'année 2016. Cet effet favorable sur le chiffre d'affaires de 1 709 millions d'euros est compensé par la baisse des ventes nettes sur les marchés, qui sont en retrait de 1 687 millions d'euros² en raison notamment de la baisse de la production et du *sourcing* de la souscription ARENH.

Les autres ventes sont en augmentation de 420 millions d'euros, notamment du fait de la hausse des prix de marchés sur les reventes d'obligations d'achats des énergies renouvelables (+ 221 millions d'euros).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 197,2 TWh à fin juin 2017 contre 205,2 TWh à fin juin 2016, soit - 8,0 TWh. Elle est à un niveau conforme aux prévisions compte tenu des arrêts de réacteurs pour contrôles supplémentaires initiés au second semestre 2016.

L'écart de 8,0 TWh (- 3,9%) par rapport au premier semestre 2016 provient pour l'essentiel, des arrêts sur toute la période de Gravelines 5 et Fessenheim 2 liés aux dossiers de fabrication de l'usine Creusot Forge, et de la fin des contrôles des générateurs de vapeur concernés par la problématique de «ségrégation carbone» au premier trimestre.

Les arrêts fortuits des réacteurs de Flamanville 1 et Cattenom 1 ont été en grande partie compensés par une plus forte utilisation des réacteurs en fonctionnement.

Sur la base de la production nucléaire à fin juin, et compte tenu du redémarrage des réacteurs de Bugey 5 et de Gravelines 5, le Groupe maintient son objectif de production nucléaire pour l'année 2017 de 390 - 400 TWh.

1. Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

2. Hors achats additionnels d'énergie nécessaires sur les marchés.

La production hydraulique s'élève à 21,3 TWh¹, en baisse de 4,2 TWh par rapport à fin juin 2016 du fait de conditions hydrologiques moins favorables qu'en 2016 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

En complément, les centrales thermiques, notamment au gaz, ont été plus fortement sollicitées. Leur production, en hausse de 3,6 TWh par rapport au premier semestre 2016, atteint 7,8 TWh.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 7,0 TWh, dont 5,2 TWh liés à l'impact des pertes de clients et 1,2 TWh liés à l'année bissextile 2016 et au climat.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 30,0 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à fin juin 2016 de - 41,5 TWh s'explique principalement par les souscriptions ARENH et la baisse de la production de 8,8 TWh partiellement compensée par la baisse des volumes vendus aux clients finals de 7 TWh.

4.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2017 du segment **France -Activités régulées**, s'élève à 8 174 millions d'euros, en hausse organique de 49 millions d'euros (+ 0,6 %) par rapport au premier semestre 2016. Les ventes ont bénéficié de l'évolution positive de l'indexation du TURPE 4 au 1^{er} août 2016 pour un montant de 74 millions d'euros. En revanche, les impacts liés au climat et à l'année bissextile 2016 ont eu un effet négatif de - 40 millions d'euros sur le chiffre d'affaires à fin juin 2017.

4.1.2.3 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 4 427 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 561 millions d'euros. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, dans le contexte du lancement du Brexit, a eu un impact défavorable de 473 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016. Hors effets de change, le chiffre d'affaires est en baisse organique de 1,8 % par rapport au premier semestre 2016.

Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix réalisés de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros et dans une moindre mesure, par la baisse de la consommation des clients résidentiels. Par ailleurs, le nombre de comptes clients est quasi stable par rapport à fin décembre 2016.

4.1.2.4 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 4 968 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse organique de 599 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016, soit - 10,8 %.

Cette diminution résulte essentiellement des activités hydrocarbures. Le chiffre d'affaires est en décroissance en raison de la baisse des prix réalisés du gaz, et notamment de la composante « dérivés », sans impact significatif sur la marge. Par ailleurs, les activités d'exploration-production ont bénéficié de la hausse des prix du brent. Les volumes destinés aux ventes de gaz sur les marchés ont diminué, consécutivement à une hausse de la consommation des clients industriels et des centrales thermiques.

Dans les activités électricité, l'effet volume défavorable a été en partie compensé par les conditions de prix plus favorables au premier semestre 2017.

4.1.2.5 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

Le chiffre d'affaires du segment **Autre international** s'élève à 2 537 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 171 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 soit - 6,3 %. Hors effets de change (+ 63 millions d'euros) et effets de périmètre (- 157 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 77 millions d'euros (- 2,8 %) par rapport au premier semestre 2016.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- du **Brésil** (- 51 millions d'euros en organique), du fait de l'impact de la révision annuelle à la baisse du tarif de vente du *Power Purchase Agreement* (PPA) et de la baisse des ventes de *service system* ;
- de la **Pologne** (- 25 millions d'euros en organique), du fait d'un effet prix négatif sur l'électricité et les certificats

¹. La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 17,6 TWh sur le premier semestre 2017 (22,1 TWh au premier semestre 2016).

verts, et de la marge de *trading* sur l'achat/revente de charbon. La baisse est en partie compensée par une hausse des ventes de chaleur, grâce à une augmentation du nombre de clients et un effet climat favorable.

En revanche, le chiffre d'affaires augmente :

- en **Belgique** (+ 14 millions d'euros en organique), du fait de l'augmentation des volumes vendus aux professionnels et à la répercussion de la hausse du prix de vente du gaz aux particuliers, et de la poursuite du développement des activités de services. Cet impact est pour partie compensé par la baisse des prix de l'électricité et des volumes vendus aux particuliers.

4.1.2.6 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Dalkia et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment **Autres métiers** s'élève à 3 811 millions d'euros au premier semestre 2017, en hausse de 283 millions d'euros (+ 8,0 %) et en hausse organique de 239 millions d'euros (+ 6,8 %) par rapport au premier semestre 2016.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 1 934 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe au premier semestre 2017. La croissance organique de 112 millions d'euros (+ 6,5 %) s'explique principalement par la signature ou le renouvellement de nombreux contrats commerciaux, la hausse du prix des énergies et l'évolution favorable des indices de révision des prestations de services.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** contribue à hauteur de 620 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe au premier semestre 2017, en hausse organique de 1,4 % par rapport au premier semestre 2016 tirée principalement par la production grâce aux mises en service de 2016.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**¹ s'élève à 313 millions d'euros, en hausse organique de 39 millions d'euros (+ 13,0 %) par rapport au premier semestre 2016. Cette évolution est directement liée à une bonne performance sur le mois de janvier partiellement compensée depuis, en raison de conditions de marché défavorables en particulier sur les contrats gaz saisonniers en Amérique du Nord.

4.2 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)

L'EBE est en baisse de 21,8 % et en baisse organique de 20,6 %.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	35 723	36 659	(936)	- 2,6	- 1,1
Achats de combustible et d'énergie	(19 345)	(18 764)	(581)	+ 3,1	+ 4,8
Autres consommations externes	(3 733)	(3 991)	258	- 6,5	- 6,3
Charges de personnel	(6 286)	(6 333)	47	- 0,7	+ 0,2
Impôts et taxes	(2 687)	(2 727)	40	- 1,5	- 0,8
Autres produits et charges opérationnels	3 324	4 100	(776)	- 18,9	- 19,0
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	6 996	8 944	(1 948)	- 21,8	- 20,6

4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 6 996 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 21,8 % par rapport au premier semestre 2016 et en recul organique de 20,6 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 19 345 millions d'euros au premier semestre 2017, en hausse de 581 millions d'euros (+ 3,1 %) par rapport au premier semestre 2016 et en hausse organique de 909 millions d'euros (+ 4,8 %).

- Sur les segments **France - Activité de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 9 938 millions d'euros, en hausse de - 1 228 millions d'euros (+ 14,1 %) par rapport au premier semestre 2016 notamment du fait de la baisse de la production et du *sourcing* de la souscription ARENH.
- En **Italie**, la baisse organique de 647 millions d'euros (- 13,6 %), est essentiellement liée à l'impact favorable des dérivés dans les activités hydrocarbures.
- Au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour - 207 millions d'euros (+ 7,5 %) est liée à l'augmentation

1. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

des coûts du charbon et des combustibles nucléaires.

Les autres consommations externes du Groupe s'élèvent à 3 733 millions d'euros, en baisse de 258 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 (- 6,5 %) et en baisse organique de 253 millions d'euros (- 6,3 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 2 023 millions d'euros. La baisse organique de 260 millions d'euros (soit - 11,4 %) reflète notamment les efforts de réduction des coûts. Des plans de performance sont engagés sur l'ensemble des activités.
- En **Italie**, la baisse organique de 24 millions d'euros (- 8,7 %) est principalement liée à la poursuite de l'effort de réduction des coûts opérationnels.

Les charges de personnel du Groupe s'établissent à 6 286 millions d'euros, en baisse de 47 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016. La hausse organique est de 11 millions d'euros (+ 0,2 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 3 103 millions d'euros en baisse de 102 millions d'euros par rapport à juin 2016, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 4,5 % sur le premier semestre 2017 dans l'ensemble des métiers.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 1 614 millions d'euros et sont stables (+ 19 millions d'euros), avec des effectifs moyens en baisse de 0,8 % sur le premier semestre 2017.
- Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 56 millions d'euros (+ 10,2 %) s'explique par un effet favorable 2016 sur le coût des retraites (lié à la réforme des droits à retraite, sans équivalent à fin juin 2017) et par l'impact de la baisse du taux d'actualisation des retraites. Hormis ces ajustements, les charges de personnel baissent, démontrant les efforts d'EDF Energy pour maîtriser ses coûts.

Les impôts et taxes du Groupe s'élèvent à 2 687 millions d'euros. La baisse organique de 22 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 provient principalement du segment **France - Activités de production et commercialisation**.

Les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net de 3 324 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 776 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 et en diminution organique de - 778 millions d'euros (- 19,0 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse de 340 millions d'euros est notamment liée à des reprises de provisions au premier semestre 2016, sans équivalent à fin juin 2017, et à des obligations sur les certificats d'économie d'énergie.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse de 323 millions d'euros est liée, principalement, à des éléments non récurrents en 2016.
- **EDF Énergies Nouvelles** enregistre une baisse organique de 94 millions d'euros (- 26,0 %) provenant principalement d'une moindre activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés sur le premier semestre 2017 par rapport au premier semestre 2016.

4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	2 453	3 450	(997)	- 28,9	- 28,9
France - Activités régulées	2 400	2 791	(391)	- 14,0	- 14,0
Royaume-Uni	627	1 118	(491)	- 43,9	- 34,4
Italie	426	328	98	+ 29,9	+ 28,4
Autre international	275	363	(88)	- 24,2	- 21,5
Autres métiers	815	894	(79)	- 8,8	- 9,4
EBE GROUPE	6 996	8 944	(1 948)	- 21,8	- 20,6

4.2.2.1 France – Activités de production et commercialisation

La contribution du segment France - Activités de production et commercialisation à l'EBE du Groupe s'élève à 2 453 millions d'euros, en recul organique de 28,9 % (soit - 997 millions d'euros) par rapport au premier semestre 2016.

Sur le premier semestre 2017, la baisse de la production nucléaire et de la production hydraulique par rapport au premier semestre 2016 a pénalisé l'EBE d'un montant estimé de - 514 millions d'euros.

L'EBE a aussi été marqué par l'effet négatif des conditions de marché et des souscriptions ARENH au guichet du 16 novembre 2016 (40,7 TWh) pour un montant estimé de - 504 millions d'euros. L'évolution des tarifs, hors prise en compte de la capacité dans l'empilement tarifaire, conduit à une baisse estimée de 221 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016.

D'autre part, l'intensité concurrentielle et les effets prix négatifs sur les nouvelles offres ont affecté les conditions de marché aval pour un montant net estimé défavorable de - 191 millions d'euros.

Le climat, en particulier sur le mois de janvier 2017, ainsi que l'effet année bissextile en 2016 ont pesé négativement pour un montant estimé de - 183 millions d'euros sur le premier semestre 2017.

La mise en place du mécanisme de capacité ¹ a un impact favorable pour un montant estimé de + 286 millions d'euros sur le premier semestre 2017.

Dans le cadre du plan de performance du groupe EDF, les charges opérationnelles ² ont diminué d'un montant estimé à 272 millions d'euros, soit - 6,0 %, grâce à des actions de performance opérationnelle sur les achats et à la maîtrise de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et des activités commerciales, et une optimisation des coûts du parc hydraulique et thermique.

4.2.2.2 France – Activités régulées

L'EBE du segment France - Activités régulées s'élève à 2 400 millions d'euros. Il est en recul organique de 391 millions d'euros (- 14,0 %) avec notamment un effet volume défavorable estimé de 91 millions d'euros lié au climat, aux dépassements de puissance souscrite induits par la vague de froid de janvier 2017 et à l'effet année bissextile en 2016. Le premier semestre 2017 a également été marqué par des tempêtes d'intensités exceptionnelles en France métropolitaine avec un impact négatif estimé de - 62 millions d'euros sur les dépenses d'exploitation et sur les indemnités de coupure en métropole. L'ensemble des éléments défavorables ne sont que partiellement compensés par les hausses des tarifs pour un montant estimé de + 50 millions d'euros. Par ailleurs, des éléments favorables en 2016, sans équivalent en 2017, expliquent une baisse de l'EBE à hauteur de 240 millions d'euros.

4.2.2.3 Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 627 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse organique de 34,4 % par rapport au premier semestre 2016. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, à l'issue du référendum sur le Brexit, a eu un impact défavorable de 106 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016.

L'EBE est pénalisé par le recul de la marge énergie principalement lié à la baisse des prix réalisés du nucléaire. La baisse de la consommation des clients résidentiels, en raison des conditions climatiques, pénalise également l'EBE. Le nombre de comptes clients est quasi stable.

La production nucléaire s'établit à 32,2 TWh, soit + 1,3 TWh par rapport à juin 2016, grâce à une bonne performance opérationnelle portée par un calendrier favorable des opérations de rechargement en combustible et par une bonne disponibilité du parc nucléaire sur le premier semestre 2017.

1. Mise en place du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017, impactant les tarifs, les achats/ventes sur les marchés de gros et les offres à prix de marché.

2. Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

4.2.2.4 Italie

La contribution de l'Italie à l'EBE du Groupe s'élève à 426 millions d'euros, en augmentation organique de 28,4 % par rapport au premier semestre 2016.

L'EBE des activités électricité, en hausse, reflète essentiellement une évolution favorable des prix moyens de vente d'électricité. Par ailleurs, la bonne performance de la production thermique a permis de compenser la baisse de la production hydraulique.

L'EBE des activités hydrocarbures est en hausse organique, du fait, principalement, de l'évolution favorable des prix du Brent et du gaz, et de l'optimisation des coûts de maintenance pour l'activité exploration-production.

Par ailleurs, la marge aval est en amélioration.

4.2.2.5 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 275 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse organique de 78 millions d'euros (- 21,5 %) par rapport au premier semestre 2016.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 46 millions d'euros en organique) du fait principalement de la baisse des prix d'électricité réalisés et une moindre production nucléaire liée au programme de maintenance. Les conditions climatiques de vent et d'hydraulicité défavorables ont également contribué à la diminution de l'EBE. Par ailleurs, les activités de service sont en progression et la capacité éolienne installée est en croissance continue pour atteindre 309 MW à fin juin 2017 (+ 3 % par rapport au 31 décembre 2016).
- du **Brésil** (- 40 millions d'euros en organique) du fait de la révision à la baisse du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA) supérieure à la baisse des achats de combustible et des opportunités de *service system* et de marché saisies en 2016.

Elle est partiellement compensée par :

- la **Pologne** (+ 3 millions d'euros en organique), grâce à un effet positif sur la chaleur (climat ainsi que nouvelles connexions), une augmentation des certificats d'économie d'énergie et une baisse du prix du charbon consommé. Les actifs d'EDF Polska sont en cours de cession ¹.

4.2.2.6 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 815 millions d'euros, en baisse organique de 84 millions d'euros (- 9,4 %) par rapport au premier semestre 2016.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 451 millions d'euros, en baisse organique de 113 millions d'euros (- 20,4 %) par rapport au premier semestre 2016. Les capacités nettes installées sont en augmentation à 6,7 GW, soit + 0,8 GW, à fin juin 2017. La production poursuit quant à elle sa croissance organique avec une évolution de + 5,0% au premier semestre 2017. Le portefeuille de projets en construction d'EDF Énergies Nouvelles est en fort développement à 2,4 GW à fin juin 2017 (dont 0,9 GW dans le solaire). En revanche, le volume d'opérations lié à l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés, significatif au premier semestre 2016 en Europe (Portugal, Grèce) et sans équivalent à fin juin 2017, pénalise l'EBE.

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 155 millions d'euros, en hausse organique de 12 millions d'euros (+ 8,9 %), grâce, notamment, à la signature ou le renouvellement de nombreux contrats commerciaux, à l'évolution favorable des indices de révision des prestations de services et à l'effet positif de la hausse du prix de l'énergie.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 187 millions d'euros au premier semestre 2017, en hausse organique de 6 millions d'euros (+ 3,2 %) par rapport au premier semestre 2016. Cette évolution est consécutive à l'augmentation de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 4.1.2.6).

¹ Actifs d'EDF Polska en cours de cession, cf. communiqué de presse publié par EDF le 19 mai 2017.

4.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation est en baisse de 14,0 %.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %
EBE	6 996	8 944	(1 948)	- 21,8
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières, hors activités de <i>trading</i>	(196)	(77)	(119)	+ 154,5
Dotations aux amortissements	(4 212)	(3 916)	(296)	+ 7,6
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(41)	(15)	(26)	+ 173,3
(Pertes de valeur)/reprises	(32)	(300)	268	- 89,3
Autres produits et charges d'exploitation	1 367	(124)	1 491	- 1 202,4
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 882	4 512	(630)	- 14,0

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 3 882 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 630 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016. L'évolution favorable des autres produits et charges d'exploitation, essentiellement liés à la cession de 49,9 % de CTE, et l'absence de pertes de valeur compensent partiellement la baisse de l'EBE et l'augmentation des dotations aux amortissements.

4.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de - 77 millions d'euros au premier semestre 2016 à - 196 millions d'euros au premier semestre 2017. Cette évolution s'explique notamment en Italie par le dénouement à l'échéance des instruments financiers, qui avaient généré des résultats positifs en 2015.

4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 296 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016.

Le segment France - Activités de production et commercialisation a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 300 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par l'amortissement accéléré des tranches fioul du parc thermique, par l'augmentation des actifs de contrepartie suite à la révision du taux d'actualisation et par un effet volume sur les mises en service du parc nucléaire.

Le segment France - Activités régulées a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 42 millions d'euros, essentiellement expliquée par l'impact du déploiement des compteurs Linky ¹.

4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

L'augmentation de 26 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2017 par rapport au premier semestre 2016 est attribuable au segment France - Activités régulées.

4.3.4 Pertes de valeur/reprises

Au 30 juin 2017, le Groupe a comptabilisé 32 millions d'euros de pertes de valeur relatives à certains actifs immobiliers en France.

Au 30 juin 2016, les pertes de valeur s'élevaient à 300 millions d'euros. Elles concernaient principalement les centrales thermiques en Pologne pour 197 millions d'euros et d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour 103 millions d'euros.

1. Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 367 millions d'euros au premier semestre 2017 et comprennent 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 (voir note 2.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

Au premier semestre 2016, ils s'élevaient à - 124 millions d'euros.

4.4 RÉSULTAT FINANCIER

<i>(en millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(879)	(953)	74	- 7,8
Effet de l'actualisation	(1 283)	(1 367)	84	- 6,1
Autres produits et charges financiers	1 174	1 096	78	+ 7,1
RÉSULTAT FINANCIER	(988)	(1 224)	236	- 19,3

Le résultat financier représente une charge de 988 millions d'euros au premier semestre 2017, en amélioration de 236 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en diminution du fait notamment d'un effet change favorable et de l'impact positif de la variabilisation de la dette ;
- une variation favorable de l'effet de l'actualisation de 84 millions d'euros, en raison principalement de la baisse du taux d'actualisation ;
- une augmentation de 78 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison notamment de l'augmentation des plus-values de cession d'actifs dédiés amoindrie par la baisse du rendement des actifs de couverture.

4.5 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (712) millions d'euros au premier semestre 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,6 % (contre une charge de (960) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,2 % au premier semestre 2016). La diminution du taux effectif d'impôt entre juin 2017 et juin 2016 est essentiellement liée à l'opération de cession partielle de CTE, réalisée le 31 mars 2017. Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt du premier semestre 2017 est de 34,3 %.

4.6 QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET DES COENTREPRISES

Le Groupe enregistre une charge de 93 millions d'euros au premier semestre 2017, contre une charge de 162 millions d'euros au premier semestre 2016. Cette variation de + 69 millions d'euros s'explique principalement par la dépréciation des actifs de CENG comptabilisée au premier semestre 2017 pour 341 millions d'euros et au premier semestre 2016 pour 458 millions d'euros.

4.7 RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 84 millions d'euros au premier semestre 2017. Il est stable par rapport au premier semestre 2016.

4.8 RÉSULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 005 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 76 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 (- 3,7 %).

4.9 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant ¹ s'établit à 1 370 millions d'euros au premier semestre 2017, en baisse de 53,8 % par rapport au premier semestre 2016, essentiellement du fait de l'évolution de l'excédent brut d'exploitation.

1. Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts.

Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts :

- + 777 millions d'euros pour divers risques et dépréciations au premier semestre 2017, contre - 828 millions d'euros au premier semestre 2016.
- - 142 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôt au premier semestre 2017, contre - 59 millions d'euros au premier semestre 2016.

5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 31 268 millions d'euros au 30 juin 2017. Il était de 37 425 millions d'euros au 31 décembre 2016.

<i>(en millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	6 996	8 944	(1 948)	- 21,8
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 271)	(1 042)	(229)	
Frais financiers nets décaissés	(828)	(800)	(28)	
Impôt sur le résultat payé	(827)	638	(1 465)	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	86	219	(133)	
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	4 156	7 959	(3 803)	- 47,8
Variation du besoin en fonds de roulement net	482	(1 720)	2 202	
Investissements nets ⁽²⁾	(1 480)	(5 569)	4 089	
Cash flow après investissements nets	3 158	670	2 488	
Actifs dédiés	(1 105)	39	(1 144)	
Cash flow avant dividendes ⁽³⁾	2 053	709	1 344	
Dividendes versés en numéraire	(571)	(602)	31	
Cash flow Groupe	1 482	107	1 375	
Autres variations monétaires – dont augmentation de capital (Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	3 738	(129)	3 867	
Effet de la variation de change	498	1 036	(538)	
Autres variations non monétaires	439	173	266	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	6 157	1 187	4 970	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	37 425	37 395		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	31 268	36 208		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Enfin, ils comprennent Linky, les nouveaux développements et les cessions d'actifs.

(3) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (2) et dotations nettes sur actifs dédiés.

5.1 CASH FLOW OPÉRATIONNEL

Le cash flow opérationnel s'établit à 4 156 millions d'euros sur le premier semestre 2017 contre 7 959 millions d'euros sur le premier semestre 2016, soit une diminution de 3 803 millions d'euros (ou - 47,8 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la baisse de l'EBE (- 1 948 millions d'euros) ;
- la hausse de l'impôt sur le résultat payé (- 827 millions d'euros sur le premier semestre 2017 contre + 638 millions d'euros sur le premier semestre 2016), essentiellement en raison de la variation des soldes d'impôt sur les sociétés corrélée à l'augmentation du résultat fiscal France 2016.

5.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de + 482 millions d'euros sur le premier semestre 2017.

Cette variation s'explique principalement par la variation favorable du BFR optimisation/*trading* (+ 414 millions d'euros) en lien notamment avec les encaissements d'appels de marge suite à la réalisation des positions du quatrième trimestre 2016.

Par rapport au premier semestre 2016, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (+ 2 202 millions d'euros) s'explique essentiellement en France par :

- des effets favorables liés à la CSPE (+ 885 millions d'euros) correspondant pour partie au décalage du versement à fin 2016 et pour partie à la mise en place de la réforme de la CSPE au 1^{er} janvier 2016 ;
- un effet climat favorable en France (+ 643 millions d'euros) ;
- une évolution favorable de l'effet taxes associées au chiffre d'affaires France (+ 510 millions d'euros) ;
- l'amélioration de la variation de BFR optimisation/*trading* notamment en lien avec des encaissements d'appels de marge (contre une position de décaissement en 2016) : + 359 millions d'euros ;
- l'encaissement progressif de la régularisation tarifaire (2014).

5.3 INVESTISSEMENTS NETS

Les investissements nets s'élèvent à 1 480 millions d'euros sur le premier semestre 2017 (ce niveau d'investissements bénéficie d'économies mais également d'une revue des cadencements de dépenses de certains projets) contre 5 569 millions d'euros sur le premier semestre 2016, soit une diminution de 4 089 millions d'euros et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2017	1 ^{er} semestre 2016	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités production et commercialisation	2 630	2 818	(188)	- 6,7
France - Activités régulées	1 621	1 719	(98)	- 5,7
Royaume-Uni	256	402	(146)	- 36,3
Italie	190	254	(64)	- 25,2
Autre international	175	322	(147)	- 45,7
Autres métiers	41	(350)	391	n. a.
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS CESSIONS D'ACTIFS	4 913	5 165	(252)	- 4,9
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET CESSIONS D'ACTIFS	(3 433)	404	(3 837)	n. a.
INVESTISSEMENTS NETS	1 480	5 569	(4 089)	- 73,4

n. a. = non applicable.

5.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors cessions d'actifs

Les investissements nets du segment France - Activités de production et commercialisation diminuent de 188 millions d'euros, soit - 6,7 %. La diminution provient notamment des investissements sur le parc thermique.

Les investissements nets du segment France - Activités régulées diminuent de 98 millions d'euros, soit - 5,7 %. Cela s'explique principalement par de moindres raccordements utilisateurs et voirie chez Enedis et par une diminution des investissements sur les activités insulaires en lien avec les mises en service des centrales.

Au Royaume-Uni, la diminution de 146 millions d'euros, soit - 36,3 %, s'explique notamment par une diminution des investissements dans les centrales charbon et nucléaire, associée à un effet de change favorable.

En Italie, la baisse de 64 millions d'euros s'explique principalement par de moindres investissements de maintenance et par une acquisition en 2016 dans l'hydraulique.

La diminution du segment **Autre international** (- 147 millions d'euros) s'explique notamment par de moindres investissements en Pologne et le décalage au second semestre 2017 des investissements en Chine.

Les investissements nets du segment **Autres métiers** sont en hausse de 391 millions d'euros. Cette variation résulte principalement d'EDF Énergies Nouvelles suite à l'acquisition de FUTUREN et à un niveau d'investissement soutenu au Brésil.

5.3.2 Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

Le Groupe poursuit également ses investissements au titre du programme Linky pour lequel, le déploiement s'est accéléré au premier semestre 2017.

Les nouveaux développements correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe. Au premier semestre 2017, ces nouveaux développements correspondent aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni (montée en puissance du projet Hinkley Point C partiellement compensée par un effet change favorable) et dans une moindre mesure aux projets éoliens *offshore* au Royaume-Uni et en France.

Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à la cession de 49,9 % de CTE et à la cession d'EDF Démász Zrt en Hongrie.

5.4 ACTIFS DÉDIÉS

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 25 711 millions d'euros au 30 juin 2017.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant de respecter le niveau de couverture complète de ses engagements tel que défini dans la loi ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

Au premier semestre 2017, les flux nets de - 1 105 millions d'euros correspondent à une dotation effectuée suite au courrier ministériel du 10 février 2017 (voir note 18.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

5.5 CASH FLOW AVANT DIVIDENDES

Le cash flow avant dividendes s'établit à 2 053 millions d'euros au premier semestre 2017 (contre 709 millions d'euros au premier semestre 2016) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 4 156 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 1 480 millions d'euros ;
- des flux-nets aux actifs dédiés pour - 1 105 millions d'euros.

L'augmentation du cash flow avant dividendes de 1 344 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 provient essentiellement des cessions d'actifs, une amélioration de la variation de BFR (+ 2 202 millions d'euros), malgré une dégradation du cash flow opérationnel (- 3 803 millions d'euros) et des flux nets aux actifs dédiés (- 1 144 millions d'euros).

5.6 DIVIDENDES VERSÉS EN NUMÉRAIRE

Les dividendes versés en numéraire (- 571 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2016 pour - 75 millions d'euros ;
- les rémunérations versées en 2017 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 394 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 102 millions d'euros).

La variation favorable par rapport à juin 2016 de 31 millions d'euros est principalement liée aux paiements des dividendes aux minoritaires.

5.7 CASH FLOW GROUPE ¹

Le cash flow Groupe s'élève à fin juin 2017 à 1 482 millions d'euros contre + 107 millions d'euros au premier semestre 2016. L'amélioration de 1 375 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 est principalement liée à la variation du cash flow avant dividendes pour 1 344 millions d'euros.

5.8 AUTRES VARIATIONS MONÉTAIRES

L'évolution favorable de + 3 867 millions d'euros par rapport au premier semestre 2016 est liée à l'augmentation de capital pour 4 005 millions d'euros.

5.9 EFFET DE LA VARIATION DE CHANGE

L'effet de change, toujours favorable (498 millions d'euros) est en retrait (- 538 millions d'euros) par rapport au premier semestre de 2016 qui avait été marqué par une dépréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro ² nettement moindre en 2017 ³.

5.10 RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2017	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Endettement financier net/EBE	2,2 ⁽¹⁾	2,3	2,1
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽²⁾	40 %	48 %	48 %

(1) Le ratio au 30 juin 2017 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2016 et du premier semestre 2017.

(2) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

1. Avant augmentation de capital.

2. Dépréciation de - 11,2 % de la livre sterling face à l'euro : 1,210 €/£ au 30 juin 2016 ; 1,362 €/£ au 31 décembre 2015 ; dépréciation de - 2,0 % du dollar américain face à l'euro : 0,901 €/€\$ au 30 juin 2016 ; 0,919 €/€\$ au 31 décembre 2015.

3. Dépréciation de - 2,65 % de la livre sterling face à l'euro : 1,137 €/£ au 30 juin 2017 ; 1,168 €/£ au 31 décembre 2016 ; dépréciation de - 7,69 % du dollar américain face à l'euro : 0,876 €/€\$ au 30 juin 2017 ; 0,949 €/€\$ au 31 décembre 2016.

6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées par le Groupe ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telles qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée - le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) - est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales contrôlées par le Groupe (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la salle des marchés.

Le Département CRFI produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

6.1 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS

6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

6.1.1.1 Position de liquidité

Au 30 juin 2017, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 27 579 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 12 038 millions d'euros.

Au 30 juin 2017, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers quatre obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») de maturité 10 ans et au-delà :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samourai *Green* et continue ainsi de participer activement au développement des *green bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en

partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP.

Au 30 juin 2017, EDF dispose d'un montant global de 10 293 millions d'euros de lignes disponibles :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en novembre 2020. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2017 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 163 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en mars 2021. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 130 millions d'euros. En effet, trois lignes de crédits sont tirées intégralement au 30 juin 2017, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros. Une quatrième ligne de crédit de 200 millions d'euros fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 30 juin 2017.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 30 juin 2017, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 132 millions d'euros (tirée en intégralité), ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 300 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 30 juin 2017.

6.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 30 juin 2017 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective stable ⁽¹⁾	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable ⁽²⁾	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable ⁽³⁾	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable ⁽⁴⁾	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable ⁽⁵⁾	A-3
Edison	Standard & Poor's	BB+ assortie d'une perspective stable ⁽⁶⁾	B
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable ⁽⁷⁾	n. a.

n. a. = non applicable.

(1) Le 21 septembre 2016, S&P a dégradé la note d'EDF de A à A- assortie d'une perspective stable.

(2) Le 28 septembre 2016, Moody's a dégradé la note d'EDF de A2 à A3 assortie d'une perspective stable. La notation des titres subordonnés a également été abaissée à Baa3.

(3) Le 7 juin 2016, Fitch a dégradé la note d'EDF de A à A-.

(4) Le 13 mai 2016, Moody's a dégradé la note d'EDF Trading de Baa1 à Baa2. Le 11 octobre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

(5) Le 13 mai 2016, S&P a dégradé la note d'EDF Energy de A- à BBB-. Le 21 septembre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

(6) Le 04 octobre 2016, S&P a dégradé la note d'Edison de BBB- à BB+ assortie d'une perspective stable.

(7) Le 13 mai 2016, Moody's a dégradé la note d'Edison de Baa2 à Baa3. Le 19 octobre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

6.1.3 Gestion du risque de change

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2017 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2017, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

30 juin 2017 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	30 554	18 798	49 352	81 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	17 860	(15 974)	1 886	3 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 595	(1 562)	8 033	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 000	(1 262)	1 738	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	61 009	-	61 009	100 %

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2017.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

30 juin 2017 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	49 352	-	49 352
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 886	189	2 075
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 033	803	8 836
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 738	174	1 912
TOTAL DES EMPRUNTS	61 009	1 166	62 175

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change au 30 juin 2017 après gestion liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe.

(en millions de devises)	Position nette après gestion (Actif) au 30 juin 2017 ⁽¹⁾	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2016
USD	2 774	2 857
CHF (Suisse)	206	169
PLN (Pologne)	539	164
GBP (Royaume-Uni)	8 765	8 058
BRL (Brésil)	1 429	1 377
CLP (Chili)	2 434	2 607
CNY (Chine)	10 133	10 141

(1) Actifs nets : vision au 30 mars 2017. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

Au 30 juin 2017, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 58,3 % à taux fixe et 41,7 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 254 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2017 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,83 % fin juin 2017.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 30 juin 2017.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

30 juin 2017 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	58 280	(22 683)	35 597	-
À taux variable	2 729	22 683	25 412	254
TOTAL DES EMPRUNTS	61 009	-	61 009	254

6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,3 % en actions fin juin 2017, soit un montant actions de 3,6 milliards d'euros.

Au 30 juin 2017 et au global, les trois fonds de pensions d'EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme*, *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme* et les fonds de British Energy) sont investis à hauteur de 31 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 2 548 millions de livres sterling.

6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	30/06/2017	31/12/2016
Sous-portefeuille actions	33,2 %	31,1 %
Sous-portefeuille obligataire	29,1 %	26,8 %
Sous-portefeuille trésorerie	6,3 %	3,5 %
CSPE après couverture	14,3 %	16,7 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	17,1 %	21,9 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 30 juin 2017, la valeur globale du portefeuille s'élève à 27 336 millions d'euros, contre 25 677 millions d'euros à fin décembre 2016.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

Catégories <i>(en millions d'euros)</i>	Au 30 juin 2017		31 décembre 2016	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	3 815	3 892	3 167	3 335
Obligations personnes morales OCDE hors États	568	618	542	593
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	5 141	5 291	3 910	4 058
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	7 299	8 886	6 059	7 790
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	69	69	(18)	(18)
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	16 892	18 756	13 660	15 758
CTE (holding détenant les titres de RTE) ⁽²⁾	2 705	2 705	3 905	3 905
Autres titres non cotés et immobilier	1 733	1 973	1 530	1 728
TOTAL EDF INVEST	4 438	4 678	5 435	5 633
CSPE après couverture	3 822	3 902	4 182	4 286
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	25 152	27 336	23 277	25 677

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Au 30/06/2017, les actifs dédiés détiennent 50,1 % (75,9 % au 31/12/2016) de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE), holding détenant 100 % des titres de RTE.

La situation de couverture des passifs nucléaires par les actifs dédiés est décrite dans l'annexe 23 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017.

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 30 juin 2017 et 31 décembre 2016 :

	30/06/2017 Valeur de réalisation	Performance semestrielle au 30/06/2017		31/12/2016 Valeur de réalisation	Performance de l'exercice 2016	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sous-portefeuille actions	9 087	5,6 %	5,4 %	7 992	7,8 %	9,8 %
Sous-portefeuille taux	7 949	0,6 %	-0,5 %	6 866	4,3 %	3,8 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	17 036	3,3 %	2,4 %	14 858	6,2 %	6,8 %
Sous-portefeuille trésorerie	1 720	-0,1 %	-0,2 %	900	0,2 %	-0,3 %
CSPE après couverture	3 902	0,2 %	-	4 286 ⁽²⁾	4,2 % ⁽²⁾	-
EDF INVEST ⁽³⁾	4 678	5,1 %	-	5 633	40,1 %⁽⁵⁾	-
<i>dont titres CTE affectés ⁽⁴⁾</i>	<i>2 705</i>	<i>5,0 %</i>	<i>-</i>	<i>3 905</i>	<i>55,4 %⁽⁵⁾</i>	<i>-</i>
<i>dont autres actifs non cotés ⁽⁶⁾</i>	<i>1 973</i>	<i>5,4 %</i>	<i>-</i>	<i>1 728</i>	<i>7,9 %</i>	<i>-</i>
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	27 336	3,0 %	-	25 677	11,1 %^{(5) (7)}	-

(1) Indice de référence : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Dont 103 millions d'euros de réévaluation au 31/12/2016 (soit 80 millions d'euros au 30/06/2017) suite à la plus-value de 22 millions d'euros constatée sur les 872 millions d'euros de créance cédée. Avant réévaluation de la créance, la performance 2016 était de 1,7 %.

(3) Performance sur les actifs détenus en début d'année. En limitant la valeur de certains investissements conformément aux articles 4 et 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, cette valeur de réalisation réglementaire est ramenée au 31/12/2016 à 4 266 millions d'euros s'agissant des actifs EDF Invest et à 24 312 millions d'euros s'agissant du total des actifs dédiés ; au 30/06/2017, ces plafonnements n'ont plus d'impact.

(4) Au 30/06/2017, 50,1 % de la participation du Groupe dans la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE ex C25), holding détenant 100 % des titres RTE. Au 31/12/2016, 75,93 % de la participation du Groupe dans CTE.

(5) Hors réévaluation liée à l'opération CTE, la performance de RTE sur l'année 2016 était de 1,6 %, celle d'EDF Invest de 3,8 % et celle du total des actifs dédiés de 5,2 %. La performance au premier semestre 2017 est liée à la valorisation définitive correspondant à la finalisation de la cession réalisée le 31/03/2017.

(6) La performance est de 5,6 % au 30/06/2017 (9,1 % au 31/12/2016), après retraitement des effets change.

(7) Y compris réévaluations de RTE et de la créance CSPE ; 4,8 % au 31/12/2016 hors de ces deux réévaluations. La performance des actifs dédiés hors RTE était de 5,7 % au 31/12/2016.

Évolution des actifs non cotés

Le 31 mars 2017, après avoir obtenu les autorisations des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations, 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 (« 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. Au terme de cette opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la holding CTE, soit 50,1 %, est désormais affectée aux actifs dédiés (note 2.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2017).

Au premier semestre 2017, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, en avril 2017, le Conseil d'administration d'Atlantia a accepté l'offre engageante du consortium composé d'Allianz, EDF Invest et du fonds d'investissement DIF portant sur 5 % du capital d'Autostrade per l'Italia. Autostrade per l'Italia est l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe, représentant plus de 50 % du réseau autoroutier italien et 61 % des kilomètres parcourus en Italie. Le réseau d'Autostrade per l'Italia comprend environ 3 000 km de routes à travers 16 régions italiennes et un total de 21 autoroutes.

La finalisation de la transaction est intervenue le 26 juillet 2017, le consortium ayant finalement porté sa participation à 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia contre les 5 % initialement prévus, suite à l'exercice d'une option d'achat accordée par Atlantia.

En juin 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica dans Central Sicaf qui gère le portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

Évolution des actifs cotés

Malgré des incertitudes politiques importantes en Europe, les marchés financiers ont été assez calmes en cette première partie d'année.

Exception faite de quelques tensions passagères sur les OAT juste avant les élections présidentielles françaises, les marchés ont donc eu peu de tension. De plus l'environnement économique reste très porteur dans la plupart des régions, y compris en Europe, qui croît à un rythme supérieur à son potentiel. La croissance américaine, entame sa huitième année et ne donne pas de signes inquiétants de surchauffe malgré une baisse record du taux de chômage. Il semble donc que les mesures exceptionnelles de stabilisation et de relance déployées par les banques centrales depuis des années portent leurs fruits. Les banques centrales, Fed en premier lieu mais également BCE essaient à présent de retirer « l'excès de stimulus » que la crise les avait forcés à mettre en place sans affoler les marchés. En dehors de cette incertitude, il semblerait donc que l'horizon soit dégagé. C'est en tout cas ce à quoi les investisseurs veulent croire en portant les indices américains toujours plus haut dans un environnement de volatilité toujours plus faible. Il est à noter d'ailleurs que la volatilité des marchés actions est à présent à un niveau jamais observé depuis plus de 10 ans.

Dans ce contexte, la politique d'investissement menée au sein du portefeuille financier a porté ses fruits avec une progression de + 3,3 %. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de + 2,4 %. La surperformance ainsi réalisée provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de remontée progressive des taux longs. Le portefeuille crédit a également très fortement surperformé son indice de référence grâce à une exposition significative aux titres subordonnés bancaires. Enfin, la surexposition actions a été favorable puisque la performance de l'indice *MSCI World AC DN* couvert en euro à 50 % hors devises des pays émergents a été de + 5.41 % contre une baisse de - 0.49% pour la partie obligataire de l'indice de référence (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate).

Au premier semestre 2017, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 514 millions d'euros, dont + 348 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 530 millions d'euros avant impôt), + 20 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 31 millions d'euros avant impôt) et +146 millions d'euros pour EDF Invest (dont +114 millions d'euros pour les titres CTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions des actifs dédiés d'EDF à fin juin 2017 s'élève à 9 087 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin juin 2017 à 9,7 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,2 % à fin 2016. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 881 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin juin 2017, la sensibilité du sous-portefeuille taux (7 949 millions d'euros) s'établissait à 5,12, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 407 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,89 à fin décembre 2016. La sensibilité du sous-portefeuille taux est donc nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,50).

6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de

mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par niveau de qualité de crédit des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2017, les expositions du Groupe sont à 80 % sur des contreparties de bonne qualité de crédit notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 30/09/2016	80 %	11 %	9 %	100 %
au 31/03/2017	80 %	12 %	8 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/09/2016	10 %	0 %	11 %	72 %	7 %	100 %
au 31/03/2017	13 %	0 %	10 %	71 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités pour l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre...) à des échéances maximales de trois ans. Seules les contreparties bancaires de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

6.2 GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2016.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 2.1.1 du document de référence 2016 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2016.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, respectant notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

Durant le premier semestre 2017, la limite de VaR (*Value at Risk*) a été revue à la baisse de 50 à 35 millions d'euros et la limite de capital en risque pour contrats long terme a été réduite de 300 à 250 millions d'euros. Les limites de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides ainsi que la limite *stop-loss* sont restées inchangées respectivement à 250 et 180 millions d'euros.

Ces limites n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

7 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les opérations avec les parties liées sont commentées dans la note 24 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2017.

8 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2017

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté dans la section 2 du document de référence 2016.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2016.

Cette présentation des principaux risques reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des risques et incertitudes majeurs du second semestre 2017, et le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

9 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans la section 2.4 du document de référence 2016. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2016.

9.1 PROCEDURES CONCERNANT EDF

9.1.1 Flamanville 3 - recours contre le décret modifié d'autorisation de création

À la suite d'un recours gracieux déposé auprès du Premier Ministre le 18 avril 2017 par plusieurs associations demandant l'annulation du décret du 23 mars 2017 modifiant le décret d'autorisation de création de FLA3 (extension de la durée limite de mise en service) et resté sans réponse, les associations CRILAN et « Notre affaire à tous » ont déposé un recours pour excès de pouvoir devant le Conseil d'État le 23 mai 2017.

9.1.2 Recours contre la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C

Saisine du Tribunal de Grande Instance de Paris par le Comité central d'entreprise d'EDF SA

Autorisé par ordonnance en date du 20 juin 2016, le Comité central d'entreprise de la société EDF SA (ci-après, le « CCE ») a fait assigner la société EDF devant le Président du Tribunal de grande instance de Paris, statuant en la forme des référés, pour une audience qui s'est tenue le 22 septembre 2016. Le CCE demandait notamment au Président du Tribunal de grande instance de Paris statuant en la forme des référés d'ordonner à la société EDF de transmettre au CCE un certain nombre de documents et/ou d'informations, de proroger le délai de consultation du CCE d'EDF et de faire interdiction à la société EDF de mettre en œuvre le projet Hinkley Point C, ce qu'EDF a contesté. Par décision rendue le 27 octobre 2016, le Président du Tribunal de Grande Instance de Paris, statuant en la forme des référés, a jugé les demandes du CCE irrecevables et l'a condamné à verser à la société EDF SA la somme de 1 500 euros au titre de l'article 700 du Code de procédure civile. Le CCE a fait appel de cette décision et une audience s'est tenue devant la Cour d'Appel de Paris le 9 mars 2017. Une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) visant à contester la constitutionnalité de la loi n° 2013-504 du 14 juin 2013 dite de « sécurisation de l'emploi » qui fixe désormais les conditions selon lesquelles doivent être menées les procédures d'information consultation des représentants du personnel dans ce type de dossier a parallèlement été déposée par le CCE. Par décision du 17 mai 2017, la CA a considéré que la QPC soulevée par les appelants n'est pas dépourvue de caractère sérieux, mais pas de transmission à la Cour de cassation, celle-ci ayant déjà été saisie d'une QPC sur la même question et a donc décidé de surseoir à statuer dans l'attente de la décision de la Cour de cassation. À noter que le Conseil constitutionnel a été saisi le 6 juin 2017 par la Cour de cassation. La procédure devrait donc être suspendue dans l'attente de la décision du Conseil constitutionnel. L'audience s'est tenue le 25 juillet 2017 et la décision est attendue le 4 août 2017.

9.1.3 Fessenheim

L'Association Trinationale de Protection Nucléaire (ATPN), représentée par Madame Corinne LEPAGE a déposé le 14 mars 2017 un recours devant le Conseil d'État pour demander l'annulation d'une part, de la décision n° 2016-DC-0551 de l'ASN du 29 mars 2016 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluent et de surveillance de l'environnement de la centrale de Fessenheim et, d'autre part, de la décision n° 2016-DC-0550 de l'ASN fixant les valeurs limites de rejet dans l'environnement des effluents de cette même installation.

9.2 PROCEDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

9.2.1 Enedis

Saisine du CoRDIS par l'association UFC Que Choisir

Le 25 juin 2014, l'association UFC Que Choisir a saisi le Comité de règlement de différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande tendant à faire cesser de prétendus manquements d'Enedis à ses obligations d'indépendance à l'égard d'EDF. Le 23 mars 2017, le membre du CoRDIS chargé d'instruire le dossier a rendu une décision de non-lieu à saisir le CoRDIS.

9.2.2 Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (ACEA), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a, d'autre part, indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond. En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA a interjeté appel le 23 septembre 2014.

Au cours d'une première audience devant la Cour d'Appel de Rome le 15 juin 2015, l'audience de procédure a été renvoyée au 21 mars 2016. Lors de cette dernière, le juge a fixé au 20 mai et 9 juin les dates limites pour le dépôt des mémoires. L'arrêt de la Cour, rendu le 17 octobre 2016 et communiqué aux parties le

15 décembre 2016, a rejeté l'intégralité des demandes d'ACEA qu'elle a condamné au paiement des frais de procédure. La décision a été notifiée, faisant courir le délai de pourvoi en cassation de 60 jours jusqu'au 20 février 2017. Ce délai étant échu, le jugement favorable à EDF est définitif.

9.2.3 EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Par jugement en date du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros et la société Sol Holding à hauteur de 200.000 euros. Le groupe EDF ENR a fait appel de cette décision. La Cour d'Appel d'Aix-en-Provence par décision en date du 19 mars 2015 a infirmé ce jugement et débouté le liquidateur de l'ensemble de ses demandes.

Le liquidateur a formé un pourvoi devant la Cour de cassation pour contester la décision d'appel du 19 mars 2015.

La Cour de cassation, par un arrêt du 20 avril 2017 a cassé la partie de la décision de la Cour d'Appel infirmant le jugement condamnant la société Sol Holding à payer au liquidateur la somme de 200.000 euros au titre de l'insuffisance d'actif.

10 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

- Signature en juillet 2017 d'accords relatifs à la cession d'actifs par EDISON.
- SOFILO et EDF ont signé le 5 juillet 2017 un accord prévoyant la cession de l'intégralité des titres qu'elles détiennent au capital de deux sociétés, auxquelles elles ont préalablement apporté un portefeuille d'actifs immobiliers non stratégiques du Groupe. Le *closing* de cette opération est attendu au mois d'octobre.

11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

OBJECTIFS 2017 CONFIRMÉS

Le Groupe maintient ses objectifs financiers pour 2017.

- production nucléaire : 390 - 400 TWh ;
- EBE Groupe ¹ : 13,7 à 14,3 milliards d'euros ;
- ratio d'endettement financier net/EBE ² : inférieur ou égal à 2,5 x ;
- taux de distribution du résultat net courant post hybride ³ : compris entre 55 % et 65 %.

OBJECTIFS 2018 ET AU-DELÀ CONFIRMÉS

Objectifs 2018 :

- charges opérationnelles ⁴ Groupe : en baisse de - 0,7 milliard d'euros par rapport à 2015 ;
- EBE ⁵ Groupe : supérieur ou égal à 15,2 milliards d'euros ;
- investissement net hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs : environ 10,5 milliards d'euros ;
- cash flow ^{5 6} : supérieur ou égal à 0 ;
- ratio d'endettement financier net/EBE ^{2 5} : inférieur ou égal à 2,5 x ;
- taux de distribution du résultat net courant post-hybride ³ : 50 %.

Objectifs au-delà de 2018 :

- une réduction des charges opérationnelles ⁴ en 2019 par rapport à 2015 de plus de 1 milliard en 2019 par rapport à 2015 ;
- des cessions d'actifs sur la période 2015-2020 d'au moins 10 milliards d'euros ;
- un taux de distribution du résultat net courant post-hybride ³ compris entre 45 % et 50 %.

1. À taux de change 2016.

2. À taux de change 2016 et hypothèse de taux d'actualisation des engagements nucléaires à 4,1 % pour 2017 et 3,9 % pour 2018.

3. Résultat net courant ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.

4. Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services ;

5. À taux de change 2016 et hypothèse de prix d'électricité en France 2018 sur les volumes non couverts au 31/12/2016 ≥ 36 €/MWh.

6. À taux de change 2016. Cash flow hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs, avec hypothèse de taux d'actualisation des engagements nucléaires à 4,1 % pour 2017 et 3,9 % pour 2018, hors acompte sur dividende au titre de l'année fiscale 2018 qui sera décidé au second semestre 2018.