

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

AU 30 JUIN 2018

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 30 juillet 2018 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018 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 2017.

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 2018
2. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ AU 30 JUIN 2018
3. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2018
4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2018 (PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER AU 30 JUIN 2018)

1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2018

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 30 juillet 2018

M. Jean-Bernard Lévy

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ

AU 30 JUIN 2018

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	13
2.4	CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPÉRATURES ET PLUVIOMÉTRIE	14
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	15
3.1	ÉVÉNEMENTS MAJEURS	15
3.2	ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE	16
3.3	AUTRES ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	16
4	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2017 ET 2018	17
4.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	18
4.2	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	21
4.3	RÉSULTAT D'EXPLOITATION	24
4.4	RÉSULTAT FINANCIER	25
4.5	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	26
4.6	QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET DES COENTREPRISES	26
4.7	RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	26
4.8	RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	26
4.9	RÉSULTAT NET COURANT	26
5	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	27
5.1	CASH FLOW OPÉRATIONNEL	28
5.2	VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	28
5.3	INVESTISSEMENTS NETS	28
5.4	ACTIFS DÉDIÉS	29
5.5	CASH FLOW AVANT DIVIDENDES	29
5.6	DIVIDENDES VERSÉS EN NUMÉRAIRE	30
5.7	CASH FLOW GROUPE	30
5.8	EFFET DE LA VARIATION DE CHANGE	30
5.9	AUTRES VARIATIONS MONÉTAIRES	30
5.10	RATIOS FINANCIERS	30
6	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	31
6.1	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS	31
6.2	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES	37
7	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	38
8	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2018	38
9	FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	38
9.1	PROCÉDURES CONCERNANT EDF	38
9.2	PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF	41
10	ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE	44
10.1	PLAN DE CESSIION D'ACTIFS	44
11	PERSPECTIVES FINANCIÈRES	44

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 2018 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 2018. 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 2018.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018 du groupe EDF.

Les données comparatives du semestre clos le 30 juin 2017 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés résumés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ». Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 30 juin 2017, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation (*cf.* note 2.1 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est applicable à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture. Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Les modalités de transition et les principales implications de la norme pour le Groupe sont présentées dans la note 2.2 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018.

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 2017.

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2018 sont présentés ci-après.

Extrait du compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	35 175	33 298	1 877	+ 5,6	+ 4,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	8 231	6 996	1 235	+ 17,7	+ 18,9
Résultat d'exploitation	3 650	3 882	(232)	- 6,0	- 1,2
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	2 013	2 894	(881)	- 30,4	- 23,9
Résultat net part du Groupe	1 726	2 005	(279)	- 13,9	- 8,7
Résultat net courant ⁽²⁾	1 739	1 370	370	+ 27,0	+ 34,6

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

(2) 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, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres 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 2018	1 ^{er} semestre 2017
Résultat net part du Groupe	1 726	2 005
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 <i>trading</i> et variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres	(36)	291
Pertes de valeur	49	363
RÉSULTAT NET COURANT	1 739	1 370
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(378)	(394)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	1 361	976

(1) Holding détenant 100 % des 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 2018	1 ^{er} semestre 2017	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe ⁽¹⁾⁽²⁾	1 599	1 482	117	+ 7,9

(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)	30/06/2018	31/12/2017	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net ⁽¹⁾	31 275	33 015	(1 740)	- 5,3
Capitaux propres - part du Groupe	43 955	41 357	2 598	+ 6,3
Endettement financier net/EBE	2,1 ⁽²⁾	2,4		

(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 2018).

(2) Le ratio au 30 juin 2018 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2017 et du premier semestre 2018.

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 2018, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été inférieurs à ceux du premier semestre 2017.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2018 en base (€/MWh)	40,3	59,9	53,8	35,7	44,5
Variation 2018/2017 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	- 9,3 %	+ 17,1 %	+ 5,1 %	+ 0,6 %	+ 1,8 %
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2018 en pointe (€/MWh)	48,2	64,1	60,2	42,3	51,8
Variation 2018/2017 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	- 7,7 %	+ 14,8 %	+ 5,1 %	- 2,5 %	- 0,8 %

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

En France, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 40,3 €/MWh sur le premier semestre 2018, en baisse de 4,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2017. Cette baisse s'explique par des prix élevés en janvier 2017 liés à une vague de froid, un mois de janvier 2018 particulièrement doux, une meilleure disponibilité du parc nucléaire, et des apports hydrauliques plus conséquents en 2018. La baisse des prix *spot* a été néanmoins atténuée par une hausse des prix des commodités entre mars et juin et par une vague de froid assez tardive fin février 2018.

Au premier semestre 2018, la demande a été stable par rapport à celle du premier semestre 2017, s'établissant à 248,8 TWh (57,3 GW en moyenne). La consommation a été satisfaite par une disponibilité plus importante du parc nucléaire et une production hydraulique plus importante alors que les moyens thermiques à flamme ont été moins sollicités. La production éolienne a été supérieure de 3,0 TWh à celle du premier semestre 2017 pour atteindre 14,1 TWh sur le premier semestre 2018 alors que la production photovoltaïque a été globalement stable à 4,6 TWh. D'autre part, le solde exportateur de la France sur le 1^{er} semestre a augmenté de 10,9 TWh² par rapport à 2017. Ceci est tout d'abord dû à une augmentation du solde exportateur sur janvier (+ 8 TWh) en raison de températures plus clémentes et d'une plus forte disponibilité du nucléaire en 2018. En fin de semestre, les exports vers la zone CWE ont connu une forte augmentation due à une faible production éolienne en Allemagne (+ 2,2 TWh en mai et + 4,2 TWh en juin sur le solde exportateur de la France).

Le mois de janvier a été plus chaud de 5,4°C par rapport à 2017, entraînant une baisse de la consommation de 8,6 TWh par rapport à janvier 2017. Le prix moyen s'est établi à 35,0 €/MWh, en baisse de 43,0 €/MWh par rapport à l'année précédente. À l'inverse, le mois de mars 2017 avait été le mois de mars le plus chaud depuis 1900 alors que les températures de mars 2018 se sont établies en moyenne 1,1 °C en-dessous des normales saisonnières, entraînant une hausse de la consommation de 5,7 TWh et une hausse des prix de 12,8 €/MWh. Comme en 2017, les mois de mai et juin ont connu des températures proches des normales de saison. Les prix ont cependant connu une hausse sur ces mois (+ 4,9 €/MWh en moyenne) en raison de la hausse des prix des combustibles.

Au Royaume-Uni, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 8,7 €/MWh par rapport au premier semestre 2017, en s'établissant en moyenne à 59,9 €/MWh sur le premier semestre 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à juin au cours desquels les prix ont augmenté d'environ 30 % par rapport à 2017, compte tenu de la hausse des prix des combustibles. À noter également, une hausse importante des prix lors de la vague de froid de fin février - début mars 2018, dont l'effet a été accentué par une tension sur le gaz consécutive aux indisponibilités fortuites sur un champ norvégien et sur l'interconnexion avec les Pays-Bas, alors même que le

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.
 2. Source : RTE, excepté pour juin 2018 dont les données proviennent de l'ENTSO-E.

site de stockage en gaz de Rough venait d'être fermé.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 2,6 €/MWh par rapport au premier semestre 2017 pour s'établir en moyenne à 53,8 €/MWh au premier semestre 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à juin où les prix ont augmenté d'environ 20 % par rapport à 2017, suite à la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier avaient été inférieurs de 32 % en raison de températures plus clémentes en 2018.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 35,7 €/MWh, stables par rapport au 1^{er} semestre 2017. Malgré une baisse des prix en janvier de 22,9 €/MWh par rapport à 2017 en raison de températures plus clémentes, les prix ont été tirés à la hausse par la reprise des cours des commodités ainsi que par un mois de juin particulièrement peu venteux. Les prix du mois de juin 2018 se sont établis à 42,4 €/MWh, en hausse de 12,4 €/MWh par rapport à 2017, ce qui en a fait le mois le plus cher depuis 2012, hors période hivernale. La production éolienne est néanmoins globalement en hausse de 3,7 TWh par rapport au premier semestre 2017 pour s'établir à 55,0 TWh sur le premier semestre 2018. La production photovoltaïque a été en hausse de 0,9 TWh pour s'établir à 21,3 TWh sur le premier semestre 2018. À fin juin 2018, les puissances installées éoliennes et photovoltaïques en Allemagne sont respectivement d'environ 58 GW et 44 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éoliennes et photovoltaïque importantes ont donné lieu à des prix négatifs (104 heures sur le premier semestre 2018 contre 41 heures sur le premier semestre 2017). Le prix le plus bas a été atteint le 1^{er} janvier à - 76,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 0,8 €/MWh par rapport au 1^{er} semestre 2017, s'établissant en moyenne à 44,5 €/MWh sur le premier semestre 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à juin où les prix ont augmenté d'environ 30 % par rapport à 2017, en lien avec la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier étaient inférieurs de presque 49,4 % en raison de températures plus clémentes en 2018.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en base sur le 1 ^{er} semestre 2018 (€/MWh)	42,5	54,6	52,0	37,7	42,0
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 ^{er} semestre	+ 18,8 %	+ 8,9 %	+ 18,8 %	+ 25,6 %	+ 20,3 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en base au 30 juin 2018 (€/MWh)	48,3	58,9	58,9	43,4	48,1
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2018 (€/MWh)	54,2	59,9	59,4	46,7	53,0
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	+ 14,9 %	+ 7,5 %	+ 19,9 %	+ 23,3 %	+ 15,9 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en pointe au 30 juin 2018 (€/MWh)	62,0	64,5	65,9	53,8	59,5

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 2017, cette hausse s'expliquant par celle des prix des commodités charbon, gaz et CO₂.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de près de 19 % à celui du 1^{er} semestre 2017. Cette hausse s'explique principalement par celle du prix des combustibles et du CO₂, le prix moyen du charbon ayant augmenté de 25 % et celui du gaz de 10 % entre le premier semestre 2017 et le premier semestre 2018. Le produit « Calendar » N+1 a clôturé le 1^{er} semestre 2018 à 48,3 €/MWh.

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 8,9 % pour s'établir à 54,6 €/MWh en moyenne sur le premier semestre en raison de la hausse des prix du gaz et du CO₂ entre les deux années, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base a également augmenté, pour s'établir en moyenne à un prix moyen de 52,0 €/MWh, soit près de 19 % plus élevé qu'au 1^{er} semestre de l'an dernier. Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix du gaz, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie, ainsi que de ceux du CO₂.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a été en hausse de 25,6 % par rapport au 1^{er} semestre 2017, pour s'établir à 37,7 €/MWh. Cette hausse s'explique par celle du prix des combustibles et du CO₂ entre les deux années. En effet, le charbon contribue toujours fortement à la formation du prix allemand.

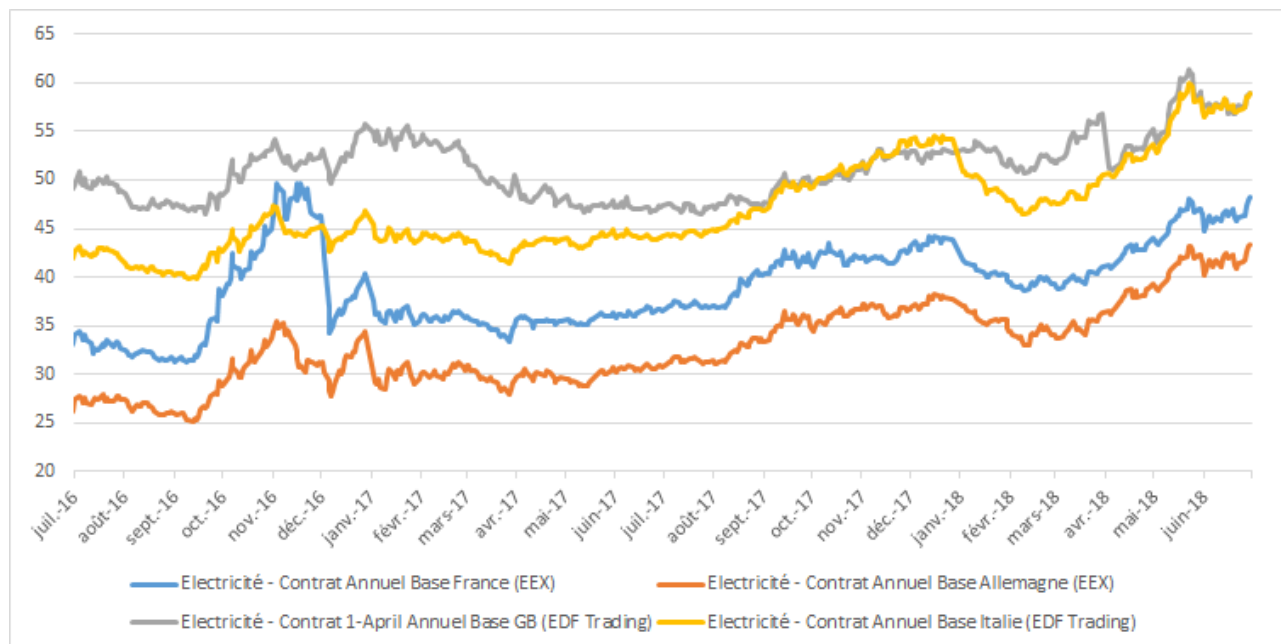
1. **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

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

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2018 puis avril 2019 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

En Belgique, le contrat annuel pour l'année N+1 en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 20,3 % à celui du premier semestre 2017 à 42,0 €/MWh, dans le sillage des prix des commodities.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (en €/MWh)



2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂¹

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 a clôturé le semestre à 15,2 €/t, en hausse de 10,1 €/t par rapport à la fin du premier semestre 2017. Le prix du CO₂ a débuté sa hausse au cours du deuxième semestre 2017. Une hausse qui peut s'expliquer par l'annonce d'une éventuelle coopération franco-allemande sur une réforme du marché des certificats d'émission visant à rééquilibrer le marché, et la mise en place d'un accord protégeant le marché d'un retrait brutal du Royaume-Uni du système EU-ETS en cas de Brexit. Par ailleurs, après deux ans de discussions, le Conseil de l'UE et le Parlement européen se sont accordés le 9 novembre 2017 sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030. Le projet de réforme a été approuvé par le Parlement européen en février 2018 dans un contexte de retour de certains acteurs spéculatifs se positionnant à l'achat sur ce marché, accélérant la hausse du prix du CO₂ entre février et mai 2018. Le prix a atteint 16,5 €/t fin mai, soit le plus haut niveau enregistré depuis sept ans avant de se stabiliser autour de 15 €/t courant juin.

Évolution du prix des droits d'émission de CO₂



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

2.1.4 Prix des combustibles fossiles ¹

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2018	83,1	71,2	18,9
Variation 2018/2017 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	+ 25,3 %	+ 35,0 %	+ 10,2 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2018	90,3	79,8	22,4
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2018	72,8	62,6	16,9
Prix au 30 juin 2018	89,5	79,4	21,5
Prix au 30 juin 2017	70,2	47,9	15,9

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 83,1 US\$/t, en hausse de 25,3 % (+ 16,8 US\$/t) par rapport au premier semestre 2017. Cette augmentation des prix du charbon a principalement eu lieu au cours du deuxième semestre 2017 suite à la hausse des prix du pétrole qui rend plus onéreux le transport et l'extraction de charbon, ainsi qu'à la hausse de la demande chinoise (qui représente 50 % de la demande mondiale) liée à de fortes températures estivales. Cette hausse a également été soutenue par une baisse de la production mondiale en raison de grèves dans les mines australiennes et d'intempéries en Indonésie et en Colombie impactant ainsi 3 des 10 plus gros producteurs mondiaux de charbon. Au cours du premier semestre 2018, le prix du charbon a d'abord connu une baisse d'environ 13 US\$/t en raison de la baisse du prix du pétrole, d'une révision à la baisse des prévisions de demande de la Chine et d'une offre abondante en Asie, notamment en Indonésie où un changement réglementaire pousse les producteurs à se tourner vers l'export. Porté par une reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne, le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 a ensuite rebondi fin mars pour clôturer le semestre à 89,5 US\$/t, niveau similaire à celui de début janvier et en hausse de 19,3 US\$/t par rapport à fin juin 2017.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 71,2 US\$/bbl, en hausse de 35,0 % (+ 18,4 US\$/bbl) par rapport au 1^{er} semestre 2017. Lors du deuxième semestre 2017, le prix du pétrole a été orienté à la hausse de manière quasi-continue (+ 19 US\$/bbl) en raison notamment des déclarations en 2017 en faveur de l'élargissement et du prolongement jusqu'à fin 2018 de l'accord de Vienne. À cela s'ajoutent notamment des mesures comme la limitation de la production du Nigéria. Au cours du premier semestre 2018, le prix du pétrole a d'abord connu une baisse de près de 8 US\$/bbl début février suite à des craintes d'un ralentissement de la demande mondiale à court terme et à une hausse de la production et des stocks américains. Il a rebondi en mars et a continué en hausse jusqu'à fin mai, les pays de l'OPEP ayant réussi à respecter leur accord de limitation de leur production à un niveau record. Le prix du pétrole a été orienté à la baisse en juin, anticipant l'accord des membres de l'OPEP et ses partenaires sur une augmentation de leur production, avant de rebondir à la fin du mois suite aux menaces des États-Unis vis-à-vis des pays importateurs de brut iranien. Le prix du baril a clôturé le premier semestre 2018 à 79,4 US\$/bbl, son plus haut niveau depuis fin novembre 2014.

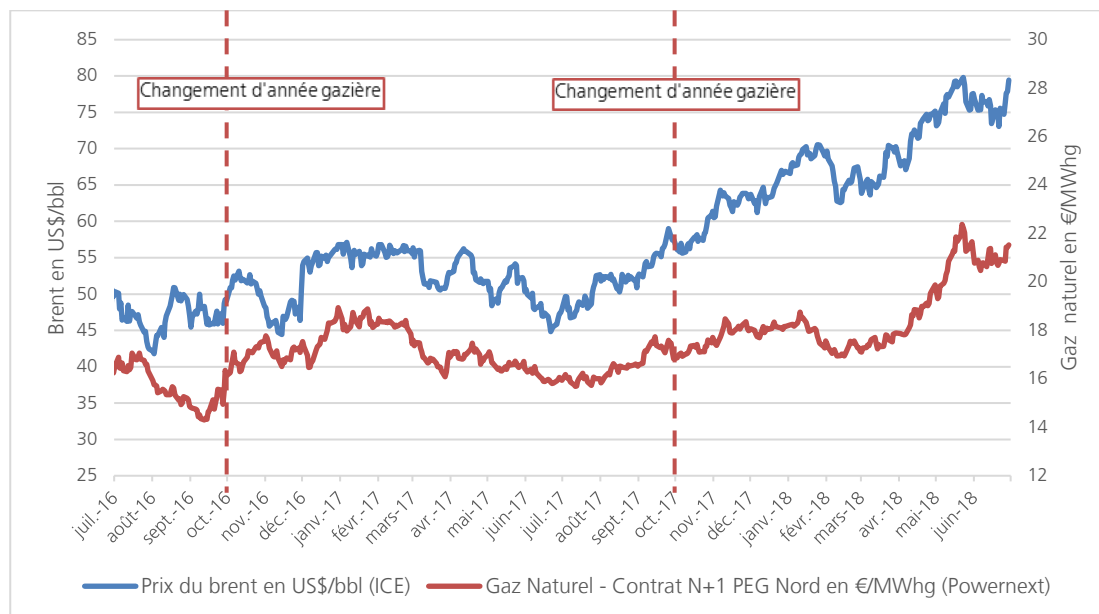
Au premier semestre 2018, le **contrat annuel gazier** pour livraison en N+1 sur le hub français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 18,9 €/MWh, en hausse de 10,2 % (+ 1,7 €/MWh) par rapport au premier semestre 2017. Durant le premier trimestre 2018, le contrat annuel gazier est resté globalement stable. La hausse a principalement eu lieu au deuxième trimestre et s'explique notamment par la reprise des cours du pétrole, les contrats long terme étant indexés en partie sur les prix du pétrole, et par des tensions sur le niveau de stockage à court terme à la fin de l'hiver qui se sont répercutées sur les prix à long terme. Après avoir dépassé les 22 €/MWh fin mai, son plus haut niveau depuis 3 ans, le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur le hub français PEG Nord s'est stabilisé en juin et a clôturé le semestre à 21,5 €/MWh.

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.

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 247,8 TWh sur le 1^{er} semestre 2018. Elle reste stable par rapport au premier semestre 2017.

En Italie, la consommation électrique est en hausse de 1,6 % par rapport au premier semestre 2017 en raison de conditions climatiques favorables, en particulier pendant le premier trimestre 2018.

La consommation estimée de gaz naturel en France a baissé de 2,8 % (soit - 7,3 TWh) sur le premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017. Cette évolution est très contrastée en fonction des mois :

- en janvier et en avril, la baisse de la consommation (- 22,0 TWh en janvier et - 5,7 TWh en avril comparé aux mêmes mois en 2017) est liée aux températures plus clémentes (+ 5,4 °C en janvier et + 2,3 °C en avril) ce qui a conduit à une diminution de la demande en chauffage et une sollicitation plus importante des centrales à gaz pour la production d'électricité ;
- en février et mars, la situation est opposée. La hausse importante de la consommation (+ 14,2 TWh en février et + 10,5 TWh en mars) en raison de températures plus basses qu'en 2017 (- 4,8 °C en février et - 3,1 °C en mars) a entraîné une augmentation de la demande en chauffage ;
- en mai et juin, la consommation est en baisse (- 3,8 TWh en mai et - 0,5 TWh en juin) en raison d'une moindre sollicitation des centrales à gaz pour la production d'électricité, compensées par de la production issue du nucléaire et de l'hydraulique.

En Italie, la demande intérieure de gaz naturel est en recul de - 0.5 % en raison d'une réduction de la demande thermoélectrique. La demande industrielle (hors thermoélectrique) et résidentielle est en augmentation par rapport au premier semestre 2017.

2.3 TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

En France, les tarifs réglementés de vente bleus résidentiels et bleus non résidentiels ont augmenté respectivement de 0,7 % et 1,6 % au 1^{er} février 2018 (voir note 3.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018).

Au Royaume-Uni, EDF Energy a procédé le 7 juin 2018 à une hausse des tarifs résidentiels de l'électricité de 2,7 %. Cette hausse s'explique principalement par la hausse des prix sur les marchés de gros et des autres coûts. Les cinq autres principaux fournisseurs d'énergie ont également augmenté leurs tarifs.

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

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 ;

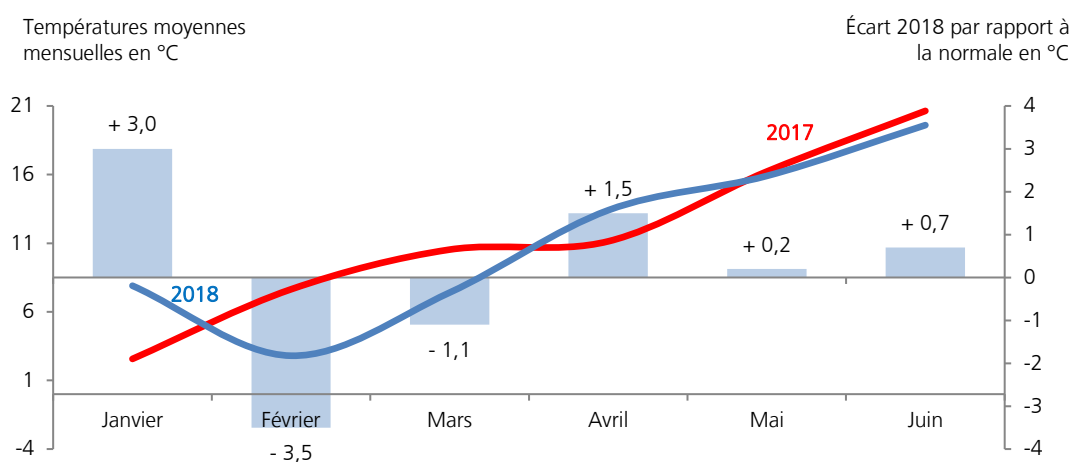
Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 bcm (billion cubic metres) = 10,76 TWh.

2.4 CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPÉRATURES ET PLUVIOMÉTRIE

Ce premier semestre 2018 se termine au-dessus de la normale de 0,2 °C avec des températures assez douces pour le second trimestre.

Le mois d'avril a été très doux avec 1,5°C au-dessus de la normale, se classant ainsi au 3^e rang des mois d'avril les plus chauds depuis 1900, derrière avril 2007 et avril 2011 (source : Météo-France). Le mois de mai a été frais en début de mois mais a connu ensuite des températures plutôt douces. Juin, avec 0.7°C au-dessus de la normale a été doux, surtout en fin de mois.

Températures ^{(1) (2)} en France aux premiers semestres 2018 et 2017

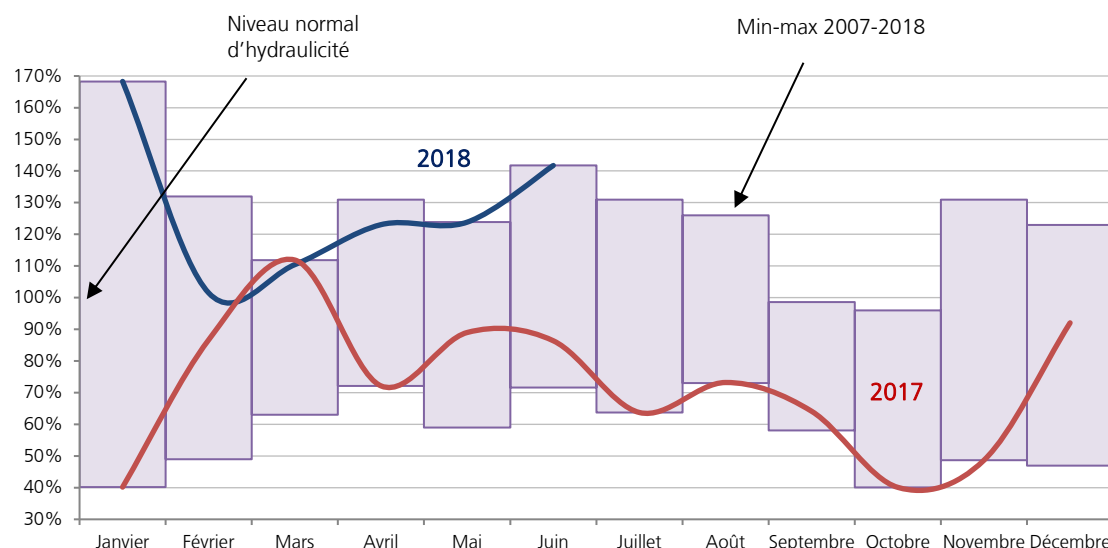


(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Source : Miréor (données Météo France).

Le premier semestre 2018 a été marqué par une pluviométrie excédentaire sur une grande moitié Sud de l'Europe (France comprise), déficitaire en Allemagne et une partie de l'Europe Centrale et proche de la normale sur le Nord de l'Europe.

Hydraulicité en France en 2017 et au premier semestre 2018 ⁽¹⁾



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

En France, les précipitations ont été très abondantes et ont conduit durant l'hiver à un enneigement exceptionnel sur tous les massifs montagneux.

Conséquence de cette météorologie favorable, l'hydraulicité France a été assez excédentaire sur tous les mois du premier semestre 2018 et se situe parmi les plus fortes depuis 40 ans.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS ^{1 2}

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 15 mars 2018, du document de référence 2017 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2017 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

3.1 ÉVÉNEMENTS MAJEURS

3.1.1 Développement durable et Renouvelable Groupe

EDF Énergies Nouvelles ³

- Sur le premier semestre 2018, EDF Énergies Nouvelles a procédé à différentes mises en service, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) (cf. communiqué de presse (CP) du 29 juin 2018 et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018).
- La réalisation des trois projets éoliens en mer de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, qu'EDF Énergies Nouvelles développe avec ses partenaires Enbridge Inc. et WPD, a été confirmée (cf. CP du 20 juin 2018).
- EDF Énergies Nouvelles a acquis un projet de parc éolien en mer de 450 MW en Écosse auprès de Mainstream Renewable Power (cf. CP du 3 mai 2018 et note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018).
- Le groupe EDF a mis en service sa première installation d'énergies renouvelables aux Émirats Arabes Unis (cf. CP du 1^{er} mai 2018).
- EDF Énergies Nouvelles est devenue EDF Renewables à l'international (cf. CP du 12 avril 2018).
- EDF Énergies Nouvelles a remporté un projet éolien de 114 MW au Brésil (cf. CP du 9 avril 2018).

EDF Nouveaux Business

- EDF et McPhy ont signé un accord de partenariat pour le développement de l'hydrogène décarboné en France et à l'international (cf. CP du 5 juin 2018).

3.1.2 Services Énergétiques Groupe

- Edison, à travers sa filiale Fenice, a acquis le contrôle de Zephyro SpA. et a lancé une offre publique d'achat (cf. CP du 2 juillet 2018).
- Dalkia, qui détenait 75 % de Tiru, a acquis les 25 % d'actions détenues jusqu'alors par le groupe Engie (cf. CP du 30 mars 2018 disponible sur le site internet www.dalkia.fr).

3.1.3 Filière nucléaire

- Soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville : EDF a mis en place des actions correctives et a ajusté le planning ainsi que l'objectif de coût de construction (cf. CP du 25 juillet 2018).
- Le Groupe a apporté des précisions sur la sûreté et la sécurité des centrales nucléaires d'EDF en France (cf. CP du 5 juillet 2018).
- L'EPR de Taishan 1 a été connecté au réseau (cf. CP du 29 juin 2018).
- EDF a signé, lors du *World Nuclear Exhibition*, une série d'accords pour consolider la filière industrielle de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs (cf. CP du 28 juin 2018).
- EDF Nouveaux Business : EDF a acquis Oreka Solutions, start-up spécialisée dans le numérique au service du démantèlement des centrales nucléaires (cf. CP du 26 juin 2018).
- EDF et Veolia ont signé un accord de partenariat dans le domaine du démantèlement des centrales nucléaires et du traitement des déchets radioactifs (cf. CP du 26 juin 2018).
- EDF et GE ont signé un accord de coopération stratégique dans le cadre du projet de construction de 6 EPR en Inde (cf. CP du 26 juin 2018).
- EDF Energy a annoncé l'arrêt de la central Hunterston B avec un retour de la production estimé avant fin 2018 (cf. CP du 2 mai 2018).

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

3.2 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

Dans l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 3.5.1 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV - tarifs bleus) » ;
- note 3.5.2 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 3.5.3 « Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 3.5.4 « Mécanisme de capacité » ;
- note 3.5.5 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020) » ;
- note 3.5.6 « ARENH ».

3.3 AUTRES ÉVÉNEMENTS MARQUANTS

- EDF Trading Limited et JERA Co, Inc ont signé des accords engageants pour former une plateforme commune d'optimisation et de trading de gaz naturel liquéfié (*cf.* CP du 3 juillet 2018).
- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2017 (*cf.* CP du 15 juin 2018 et note 18.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018).
- Nomination de Bruno Bensasson au sein du Comité exécutif du groupe EDF en tant que Directeur exécutif Groupe en charge du Pôle énergies renouvelables (*cf.* CP du 30 mars 2018).
- Edison a finalisé l'acquisition de la société Gas Natural Vendita Italia (*cf.* CP du 22 février 2018 et note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018).

4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2017 ET 2018

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2018 et 2017 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, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Framatome ¹, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Au premier semestre 2018, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Énergies Nouvelles et Dalkia, précédemment inclus dans le secteur « Autres métiers ». Les segments retenus par le Groupe sont détaillés dans la note 5 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018.

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

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

1. Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires consolidé est en augmentation de 5,6 % et en hausse organique de 4,0 %.

4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	35 175	33 298	1 877	+ 5,6	+ 4,0

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

Le chiffre d'affaires s'élève à 35 175 millions d'euros au premier semestre 2018 en hausse de 1 877 millions d'euros (+ 5,6 %) par rapport au premier semestre 2017. Hors effets de change (- 194 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling et du dollard américain face à l'euro et hors effets de périmètre (+ 739 millions d'euros), liés principalement à l'acquisition de Framatome et à la cession des actifs d'EDF Polska, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 4,0 %.

4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

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

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽²⁾	13 652	13 056	596	+ 4,6	+ 4,6
France - Activités régulées ⁽³⁾	8 405	8 142	263	+ 3,2	+ 3,2
EDF Énergies Nouvelles	735	620	115	+ 18,5	+ 9,2
Dalkia	2 009	1 787	222	+ 12,4	+ 6,6
Framatome	1 500	-	1 500	-	-
Royaume-Uni	4 605	4 427	178	+ 4,0	+ 4,8
Italie	4 113	3 820	293	+ 7,7	+ 4,3
Autre international	1 147	1 706	(559)	- 32,8	- 0,9
Autres métiers	1 284	1 259	25	+ 2,0	+ 3,2
Éliminations inter-segments	(2 275)	(1 519)	(756)	+ 49,8	+ 6,8
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	35 175	33 298	1 877	+ 5,6	+ 4,0

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

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

(3) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis ¹, 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).

4.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2018 du segment France - Activités de production et commercialisation s'élève à 13 652 millions d'euros, en hausse organique de 596 millions d'euros (+ 4,6 %) par rapport au premier semestre 2017.

La hausse des tarifs réglementés de vente d'électricité au 1^{er} août 2017 ² et au 1^{er} février 2018 ³ s'est traduite par une augmentation du chiffre d'affaires de 48 millions d'euros.

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

2. + 1,70 % sur les tarifs bleus résidentiels et non-résidentiels (intégrant notamment l'indexation des tarifs de distribution TURPE 5 de + 2,71 % au 1^{er} août 2017).

3. + 0,70 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,60 % pour les tarifs bleus non-résidentiels.

Le chiffre d'affaires est, par ailleurs, impacté favorablement par la hausse des ventes nettes sur les marchés de gros au premier semestre 2018 pour un montant estimé de 100 millions d'euros¹, en raison de la hausse de la production et des souscriptions ARENH.

L'effet du climat est favorable, en particulier sur les mois de février et mars 2018, avec un impact positif par rapport au premier trimestre 2017 pour un montant estimé à 67 millions d'euros (+ 0,4 TWh).

L'intensité concurrentielle croissante s'est traduite par une baisse des volumes livrés liée aux pertes de clients de - 6,9 TWh. L'effet de cette baisse sur le chiffre d'affaires est néanmoins compensé par une légère augmentation de la demande et par la hausse des prix sur les offres de marché. Le cumul de ces effets a un impact favorable sur le chiffre d'affaires d'un montant estimé de 4 millions d'euros.

La hausse résiduelle du chiffre d'affaires s'explique principalement par l'augmentation des ventes d'électricité renouvelable soumis à obligation d'achat pour un montant estimé de 220 millions d'euros et par la fin du tarif de première nécessité pour un montant estimé de 98 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 202,6 TWh à fin juin 2018, représentant une hausse de + 5,4 TWh par rapport à fin juin 2017. Cette hausse de production s'explique par une meilleure disponibilité du parc en ce début d'année par rapport au premier semestre 2017 qui avait été marqué par plusieurs arrêts de réacteurs liés aux dossiers de fabrication de l'usine du Creusot et par la problématique de « ségrégation carbone ».

La production hydraulique s'élève à 29,3 TWh², en augmentation de 8,0 TWh par rapport à fin juin 2017 grâce à une hydraulité exceptionnelle (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

En complément, les centrales thermiques, notamment au gaz, ont été moins sollicitées. Leur production, en baisse de 3,2 TWh par rapport au premier semestre 2017, atteint 4,6 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 - 6,6 TWh, dont - 6,9 TWh liés à l'impact des pertes de clients et + 0,4 TWh liés à un effet climat favorable.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 45,4 TWh. L'augmentation des ventes nettes sur les marchés par rapport à fin juin 2017 de + 15,4 TWh s'explique principalement par la hausse de la production et la baisse des volumes vendus aux clients finals, partiellement compensés par des livraisons ARENH.

4.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2018 du segment **France - Activités régulées**, s'élève à 8.405 millions d'euros, en hausse organique de + 263 millions d'euros (+ 3,2 %) par rapport au premier semestre 2017. Il bénéficie essentiellement d'effets favorables pour Enedis liés à la hausse du TURPE pour 186 millions d'euros³, au climat pour 41 millions d'euros et au chiffre d'affaires associés aux prestations de raccordement pour 47 millions d'euros.

4.1.2.3 EDF Énergies Nouvelles

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** contribue à hauteur de 735 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe au premier semestre 2018, en hausse organique de 9,2 % par rapport au premier semestre 2017. Cette évolution est principalement liée à la production des parcs éoliens et solaires mis en services en 2017.

Le chiffre d'affaires bénéficie par ailleurs de la croissance des activités en solaire réparti pour un montant de 25 millions d'euros portées notamment par Grosolar aux États-Unis.

4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 2 009 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe au premier semestre 2018. La croissance organique de 118 millions d'euros (+ 6,6 %) s'explique principalement par la hausse du prix des énergies et l'évolution favorable des indices de révision des prestations de services, sans impact sur l'EBE, et par la signature ou le renouvellement de nombreux contrats commerciaux.

1. Hors achats additionnels d'énergie sur les marchés de gros.

2. La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 25,5 TWh sur le premier semestre 2018 (17,6 TWh au premier semestre 2017).

3. Intégrant notamment l'indexation des tarifs de distribution TURPE 5 de + 2,71 % au 1^{er} août 2017.

4.1.2.5 Framatome ¹

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2018 du segment Framatome s'élève à 1 500 millions d'euros. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

4.1.2.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 4 605 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse de 178 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro a eu un impact défavorable de 99 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 4,8 % par rapport au premier semestre 2017.

Cette augmentation provient principalement de la hausse des tarifs et des volumes de gaz vendus du fait du climat froid du premier trimestre 2018. Elle est partiellement compensée par la baisse de la production nucléaire et des prix réalisés de l'électricité. Par ailleurs, le nombre de comptes clients est en recul de 2 % par rapport à fin décembre 2017.

4.1.2.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 4 113 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse organique de 164 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017, soit + 4,3 %.

Cette variation résulte de l'augmentation des volumes vendus électricité et gaz, du fait d'un climat plus favorable sur le premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017. Le chiffre d'affaires bénéficie également d'un effet prix positif sur le gaz et sur l'électricité.

4.1.2.8 Autre international

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

Le chiffre d'affaires du segment **Autre international** s'élève à 1 147 millions d'euros au premier semestre 2018, en baisse de 559 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017. Hors effets de change (- 48 millions d'euros) et effets de périmètre (- 496 millions d'euros liés principalement à la cession des actifs d'EDF Polska en 2017), le chiffre d'affaires est en léger recul organique (- 15 millions d'euros soit - 0,9 %) par rapport au premier semestre 2017.

Cette diminution provient essentiellement de la **Belgique** qui enregistre une baisse organique de 18 millions d'euros. La baisse des volumes d'électricité (essentiellement sur le marché des professionnels) est partiellement compensée par l'augmentation des volumes de gaz et la croissance du chiffre d'affaires des sociétés de services.

4.1.2.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment **Autres métiers** s'élève à 1 284 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse de 25 millions d'euros (+ 2,0 %) et en hausse organique de 40 millions d'euros (+ 3,2 %) par rapport au premier semestre 2017.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** ² s'élève à 468 millions d'euros, en hausse organique de 171 millions d'euros (+ 54,6 %) par rapport au premier semestre 2017. Cette évolution est liée au retour de la volatilité sur les marchés des commodités, à une bonne performance aux États-Unis et à des effets climat favorables au premier trimestre 2018. Les activités liées au GNL (Gaz Naturel Liquéfié) contribuent aussi à cette performance tirée par une demande asiatique en hausse et un contexte de prix haussier sur le pétrole.

1. Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

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

4.2 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)

L'EBE est en augmentation de 17,7 % et en hausse organique de 18,9 %.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	35 175	33 298	1 877	+ 5,6	+ 4,0
Achats de combustible et d'énergie	(16 751)	(16 920)	169	- 1,0	+ 0,5
Autres consommations externes	(4 038)	(3 733)	(305)	+ 8,2	+ 0,9
Charges de personnel	(6 836)	(6 286)	(550)	+ 8,7	- 1,8
Impôts et taxes	(2 694)	(2 687)	(7)	+ 0,3	+ 0,3
Autres produits et charges opérationnels	3 375	3 324	51	+ 1,5	+ 0,5
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	8 231	6 996	1 235	+ 17,7	+ 18,9

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 8 231 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse de 17,7 % par rapport au premier semestre 2017 et en hausse organique de 18,9 %.

Les achats de combustible et d'énergie du Groupe s'établissent à 16 751 millions d'euros au premier semestre 2018, en baisse de 169 millions d'euros (- 1,0 %) par rapport au premier semestre 2017 et en hausse organique de 90 millions d'euros (+ 0,5 %).

- Sur les segments France - Activité de production et commercialisation et France - Activités régulées, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 9 375 millions d'euros, en baisse de 265 millions d'euros (- 2,7 %) par rapport au premier semestre 2017 du fait notamment de la hausse de la production nucléaire et hydraulique et de la baisse des prix d'achats notamment pour répondre à la demande ARENH.
- Au Royaume-Uni, la hausse organique constatée pour - 312 millions d'euros (+ 11,5 %) est liée à l'augmentation des coûts réglementaires et à la hausse des prix de l'énergie et des coûts du charbon.

Les autres consommations externes du Groupe s'élèvent à 4 038 millions d'euros, en hausse de 305 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 (+ 8,2 %) et en hausse organique de 34 millions d'euros (+ 0,9 %).

- Sur les segments France - Activités de production et commercialisation et France - Activités régulées, les autres consommations externes s'élèvent à 1 996 millions d'euros. La baisse organique est de 64 millions d'euros (soit - 3,1 %).
- Les hausses organiques d'EDF Énergies Nouvelles pour 41 millions d'euros et de Dalkia pour 45 millions d'euros sont principalement liées au développement, notamment, de leurs activités de services.

Les charges de personnel du Groupe s'établissent à 6 836 millions d'euros, en hausse de 550 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017. La baisse organique est de 111 millions d'euros (- 1,8 %).

- Sur le segment France - Activités de production et commercialisation, les charges de personnel s'élèvent à 3 005 millions d'euros en baisse de 127 millions d'euros par rapport à juin 2017, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 3,6 % sur le premier semestre 2018 dans l'ensemble des métiers.
- Sur le segment France - Activités régulées, les charges de personnel s'élèvent à 1 587 millions d'euros. Elles sont en diminution de 27 millions d'euros et les effectifs moyens sont stables (- 0,1 %) par rapport au premier semestre 2017.

Les impôts et taxes du Groupe qui s'élèvent à 2 694 millions d'euros sont stables par rapport au premier semestre 2017.

Les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net de 3 375 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse de 51 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 et en hausse organique de 15 millions d'euros (+ 0,5 %).

- Sur le segment France - Activités régulées, l'augmentation organique de 72 millions d'euros est liée principalement à des reprises de provisions et à la baisse des indemnités de coupures par rapport au premier semestre 2017.
- EDF Énergies Nouvelles enregistre une baisse organique de - 108 millions d'euros (- 40,4 %) provenant principalement d'un moindre effet de l'activité de développement-vente d'actifs structurés sur le premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017.

4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	3 578	2 453	1 125	+ 45,9	+ 45,9
France - Activités régulées	2 663	2 400	263	+ 11,0	+ 11,0
EDF Énergies Nouvelles	360	451	(91)	- 20,2	- 22,0
Dalkia	159	155	4	+ 2,6	+ 2,6
Framatome	86	-	86	-	-
Royaume-Uni	485	627	(142)	- 22,6	- 16,9
Italie	407	426	(19)	- 4,5	- 4,5
Autre international	117	275	(158)	- 57,5	- 4,4
Autres métiers	376	209	167	+ 79,9	+ 80,9
EBE GROUPE	8 231	6 996	1 235	+ 17,7	+ 18,9

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

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 3 578 millions d'euros, en croissance organique de 45,9 % (soit 1 125 millions d'euros) par rapport au premier semestre 2017.

L'augmentation de la production hydraulique et de la production nucléaire a un impact très favorable estimé à 544 millions d'euros sur l'EBE.

En outre, l'amélioration des conditions de prix sur les marchés de gros ont un effet positif d'un montant estimé à 469 millions d'euros. Cette évolution est liée à des achats (notamment pour couvrir la demande ARENH) réalisés à des prix inférieurs à ceux du premier semestre 2017 et à des ventes réalisées à des conditions de prix plus favorables.

L'impact de l'évolution des tarifs ¹, hors composante CEE (dont l'impact sur l'EBE est neutre) et hors composante acheminement dans l'empilement tarifaire, conduit à une baisse estimée de 79 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017.

L'effet du climat est favorable avec un impact positif par rapport au premier semestre 2017 pour un montant estimé à 67 millions d'euros (+ 0,4 TWh).

Les conditions de marché ² aval ont un impact positif de 4 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017. En effet, l'intensité concurrentielle (- 6,9 TWh) a été plus que compensée par les effets prix positifs sur les nouvelles offres de marché.

Dans le cadre du plan de performance du groupe EDF, les charges opérationnelles ³ ont diminué de 159 millions d'euros, soit - 3,7 %, grâce à des actions d'optimisation des 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 2 663 millions d'euros. Il est en croissance organique de 263 millions d'euros (+ 11,0 %) par rapport au premier semestre 2017.

L'EBE bénéficie de l'évolution positive de l'indexation du TURPE 5 au 1^{er} août 2017 ⁴ pour un montant estimé à 64 millions d'euros et de la croissance des volumes acheminés en lien avec l'effet positif du climat pour un montant estimé à 39 millions d'euros.

La croissance de l'activité de prestations de raccordement et la réduction des charges opérationnelles hors

1. Évolutions tarifaires de + 1,7 % au 1^{er} août 2017 sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels (intégrant notamment l'indexation des tarifs de distribution TURPE 5 de + 2,71 % au 1^{er} août 2017) et de respectivement + 0,7 % et + 1,6 % au 1^{er} février 2018.

2. Hors composante CEE sur les offres de marchés.

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

4. Indexation au 1^{er} août 2017 du TURPE 5 Distribution de + 2,71 % et du TURPE 5 Transport de + 6,76 %.

tempêtes ont eu un impact positif d'un montant estimé respectivement à 47 et 37 millions d'euros.

Par ailleurs, la hausse résiduelle de l'EBE à hauteur de 76 millions d'euros est essentiellement liée à la moindre intensité des aléas climatiques et notamment des tempêtes.

4.2.2.3 EDF Énergies Nouvelles

La contribution d'EDF Énergies Nouvelles à l'EBE du Groupe s'élève à 360 millions d'euros, en baisse organique de - 99 millions d'euros (- 22,0 %) par rapport au premier semestre 2017.

Cette évolution est principalement liée à la contribution significative, au premier semestre 2017, de l'activité développement-vente d'actifs structurés aux États-Unis, sans équivalent à fin juin 2018.

La production qui s'établit à 435 millions d'euros poursuit sa croissance organique avec une évolution de + 10,7 % au premier semestre 2018 grâce aux projets mis en service en 2017.

Par ailleurs, les frais de développement sont en hausse de 38 millions d'euros pour notamment accompagner les projets de croissance.

Les capacités brutes mises en service par EDF Énergies Nouvelles s'élèvent à 0,7 GW sur le premier semestre 2018. Les capacités nettes installées à fin juin 2018 sont de 8,1 GW, en augmentation de 1,4 GW par rapport à fin juin 2017. Le portefeuille brut de projets en construction à fin juin 2018 s'élève à 1,7 GW (0,7 GW éolien et 1,0 GW solaire).

Sur le premier semestre 2018, EDF Énergies Nouvelles a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni. La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est sans impact sur l'EBE.

4.2.2.4 Dalkia

L'EBE de Dalkia s'élève à 159 millions d'euros, en hausse organique de 2,6 %. Cette évolution est portée par le renforcement de la compétitivité en lien avec le plan de performance opérationnelle qui génère 14 millions de gains sur le semestre 2018. La signature ou le renouvellement de nombreux contrats commerciaux contribue à cette dynamique. En revanche, l'exploitation est pénalisée par des opérations de maintenance sur plusieurs installations importantes.

4.2.2.5 Framatome ¹

La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 86 millions d'euros sur le premier semestre 2018. Aux bornes du segment, l'EBE de Framatome s'élève à 194 millions d'euros (y compris la marge réalisée avec d'autres entités du groupe EDF).

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité Combustible et un léger ralentissement de l'activité Base installée, notamment aux États-Unis.

L'activité Composants connaît une reprise progressive suite à l'autorisation obtenue de l'ASN en janvier 2018 pour reprendre la fabrication de pièces forgées sur le site du Creusot.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de la mise en œuvre d'un plan de réduction des coûts opérationnels et de structure. Il intègre, sur ce semestre, une charge de 21 millions d'euros en lien avec la revalorisation des stocks, effectuée dans le cadre de la détermination du bilan d'acquisition de Framatome.

4.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 485 millions d'euros au premier semestre 2018, en baisse organique de 16,9 % par rapport au premier semestre 2017. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro a eu un impact défavorable de 14 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017.

L'EBE est pénalisé par le recul de la production nucléaire et par la diminution des prix réalisés du nucléaire par rapport au premier semestre 2017. La production nucléaire s'établit à 30,2 TWh, soit - 2,0 TWh par rapport à juin 2017, en raison notamment de l'arrêt d'Hunterston B et de la prolongation de l'arrêt de Sizewell B qui a été reconnecté au réseau le 31 janvier 2018.

L'activité de commercialisation bénéficie des hausses de tarifs résidentiels. En revanche, le portefeuille de clients recule (- 2 % par rapport à fin décembre 2017) dans un contexte de forte intensité concurrentielle.

1. Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présentée en effet périmètre.

4.2.2.7 Italie

La contribution de l'Italie à l'EBE du Groupe s'élève à 407 millions d'euros, en baisse organique de 4,5 % par rapport au premier semestre 2017.

Dans les activités électricité, l'EBE s'accroît, essentiellement du fait de la bonne performance de la production hydraulique et de la performance obtenue dans les services système électriques.

Dans les activités hydrocarbures, l'EBE est en recul du fait principalement de l'évolution défavorable des prix du gaz affectant la marge des contrats long-terme en lien avec la hausse régulière du prix du Brent depuis 2016. Dans ce contexte, l'activité exploration-production bénéficie quant à elle d'un effet prix positif et de volumes en hausse en lien avec la mise en service d'un nouveau champ d'exploitation en Algérie.

4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment Autre international s'élève à 117 millions d'euros au premier semestre 2018, en baisse organique de 12 millions d'euros (- 4,4 %) par rapport au premier semestre 2017.

En Belgique, l'EBE est en hausse organique de 9 millions d'euros. Cette évolution est notamment portée par une forte progression de la production d'électricité renouvelable d'EDF Luminus grâce à l'augmentation des capacités éoliennes installées et à des conditions climatiques plus favorables qu'au premier semestre 2017. La capacité installée s'élève à 390,5 MW à fin juin 2018 soit + 26,2 % par rapport à fin juin 2017. Toutefois, la performance globale est affectée par les arrêts prolongés de réacteurs nucléaires opérés par le groupe Engie. Par ailleurs, la baisse des prix réalisés du nucléaire et le maintien à un niveau élevé de la concurrence commerciale ont eu un impact négatif.

Au Brésil, l'EBE est en recul organique de 26 millions d'euros du fait principalement d'achats importants sur le marché d'énergie pour couvrir le *Power Purchase Agreement* (PPA) lors d'opérations majeures de maintenance programmées au premier semestre 2018, dans un contexte de marché haussier.

4.2.2.9 Autre métiers

Le segment Autres métiers contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 376 millions d'euros, en hausse organique de 169 millions d'euros (+ 80,9 %) par rapport au premier semestre 2017.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 346 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse organique de 161 millions d'euros (+ 86,1 %) par rapport au premier semestre 2017. Cette évolution est consécutive à l'augmentation de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 4.1.2.9).

4.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation est en baisse de 6,0 %.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017	Variation en valeur	Variation en %
EBE	8 231	6 996	1 235	+ 17,7
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières, hors activités de <i>trading</i>	19	(196)	215	- 109,7
Dotations aux amortissements	(4 410)	(4 212)	(198)	+ 4,7
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(66)	(41)	(25)	+ 61,0
(Pertes de valeur)/reprises	(68)	(32)	(36)	+ 112,5
Autres produits et charges d'exploitation	(56)	1 367	(1 423)	- 104,1
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 650	3 882	(232)	- 6,0

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 3 650 millions d'euros au premier semestre 2018, en baisse de 6 % par rapport au premier semestre 2017. Cette évolution défavorable s'explique essentiellement par la cession de 49,9 % de CTE sur le premier semestre 2017, sans équivalent en 2018, et par l'augmentation des dotations aux amortissements, malgré la progression de l'EBE et des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*.

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 - 196 millions d'euros au premier semestre 2017 à + 19 millions d'euros au premier semestre 2018. Cette évolution s'explique notamment en **Italie** par la renégociation des contrats gaz long-terme ces dernières années permettant de réduire l'impact de volatilité.

4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 198 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017.

Le segment France - **Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 30 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux investissements de maintenance du parc nucléaire et par l'augmentation de la base d'actifs amortissable suite à la révision du taux d'actualisation sur les provisions nucléaires. Ces impacts sont partiellement compensés par l'impact de la fermeture des centrales thermique fioul en 2017.

Le segment France - **Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 76 millions d'euros.

Le segment Framatome contribue pour 105 millions d'euros aux dotations aux amortissements sur le premier semestre 2018.

4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

L'augmentation de 25 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2018 par rapport au premier semestre 2017 est attribuable au segment France - **Activités régulées**.

4.3.4 Pertes de valeur/reprises

Au 30 juin 2018, le Groupe a comptabilisé 68 millions d'euros de pertes de valeur relatives à certains actifs spécifiques.

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

4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

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

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

4.4 RÉSULTAT FINANCIER

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(785)	(879)	94	- 10,7
Effet de l'actualisation	(1 707)	(1 283)	(424)	+ 33,0
Autres produits et charges financiers	855	1 174	(319)	- 27,2
RÉSULTAT FINANCIER	(1 637)	(988)	(649)	+ 65,7

Le résultat financier représente une charge de 1 637 millions d'euros au premier semestre 2018, en dégradation de 649 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier brut en diminution de 94 millions d'euros, principalement du fait de la diminution de l'encours de dettes long terme, lié au remboursement de dettes obligataires ;
- une variation défavorable de l'effet de l'actualisation de 424 millions d'euros, en raison principalement de la baisse du taux d'actualisation en France de 4,1% au 31 décembre 2017 à 4,0% au 30 juin 2018, alors que le taux était stable à 4,2 % au 31 décembre 2016 et au 30 juin 2017 (avec une hypothèse d'inflation de 1,5 % inchangée par rapport à 2017).

- une diminution de 319 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison principalement :
 - des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres sur le premier semestre 2018 peu significatives, en lien avec l'évolution des marchés sur le semestre (pour rappel, IFRS 9 est appliquée à compter du 1^{er} janvier 2018, sans retraitement de l'exercice précédent) ;
 - des plus-values de cession sur les actifs dédiés significatives réalisées sur le premier semestre 2017 (en application d'IAS39).

4.5 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

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

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt du premier semestre 2018 est de 30,7 %, contre 34,3 % au premier semestre 2017, en raison de résultats 2018 plus élevés dans des pays dont le taux d'impôt est inférieur au taux d'impôt Français.

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

Le Groupe enregistre un produit de 365 millions d'euros au premier semestre 2018, contre une charge de 93 millions d'euros au premier semestre 2017, provenant essentiellement de CTE et de CENG.

Cette variation de + 458 millions d'euros s'explique principalement par la dépréciation des actifs de CENG comptabilisée au premier semestre 2017 pour 341 millions d'euros sans équivalent au premier semestre 2018.

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 27 millions d'euros au premier semestre 2018 en baisse de 57 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 (- 67,9 %). Cette variation s'explique principalement par la cession des actifs d'EDF Polska en 2017 et par la diminution, au **Royaume-Uni**, des revenus de Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse de la production nucléaire et des prix réalisés du nucléaire.

4.8 RÉSULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1 726 millions d'euros au premier semestre 2018, en baisse de 279 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 (- 13,9 %).

4.9 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant ¹ s'établit à 1 739 millions d'euros au premier semestre 2018, en hausse de 27,0 % par rapport au premier semestre 2017.

1. Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

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

- - 90 millions d'euros pour divers risques et dépréciations au premier semestre 2018, contre + 777 millions d'euros au premier semestre 2017.
- + 15 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 2018 contre - 142 millions d'euros au premier semestre 2017.
- + 62 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres au premier semestre 2018 (IFRS 9).

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 31 275 millions d'euros au 30 juin 2018. Il était de 33 015 millions d'euros au 31 décembre 2017.

<i>(en millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	8 231	6 996	1 235	+ 17,7
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(786)	(1 271)		
Frais financiers nets décaissés	(730)	(828)		
Impôt sur le résultat payé	140	(827)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	126	86		
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	6 981	4 156	2 825	+ 68,0
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 434	482		
Investissements nets ⁽²⁾	(6 339)	(1 480)		
Cash flow après investissements nets	2 076	3 158		
Actifs dédiés	74	(1 105)		
Cash flow avant dividendes ⁽³⁾	2 150	2 053		
Dividendes versés en numéraire	(551)	(571)		
Cash flow Groupe	1 599	1 482		
Autres variations monétaires – dont augmentation de capital	(54)	3 738		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	1 545	5 220		
Effet de la variation de change	103	498		
Autres variations non monétaires	92	439		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	1 740	6 157		
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	33 015	37 425		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	31 275	31 268		

(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 croissances, 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 le plan de cession d'actifs Groupe.

(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 6 981 millions d'euros sur le premier semestre 2018 contre 4 156 millions d'euros sur le premier semestre 2017, soit une augmentation de 2 825 millions d'euros (ou + 68,0 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la hausse de l'EBE (+ 1 235 millions d'euros) ;
- la baisse des éléments non monétaires de l'EBE (+ 485 millions d'euros) due à plusieurs effets dont la variation de la juste valeur latente du portefeuille d'EDF Trading et la baisse de la neutralisation des plus-values de cessions au premier semestre 2018, liée à une moindre activité développement-vente d'actifs structurés ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (+ 967 millions d'euros) liée à la variation des soldes et des acomptes d'impôt sur les sociétés, corrélée à une diminution du résultat fiscal France au titre des trois derniers exercices.

5.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de + 1 434 millions d'euros sur le premier semestre 2018. Cette variation s'explique principalement par :

- la variation favorable du BFR liée aux dettes fiscales et sociales en France (+ 783 millions d'euros) en lien avec la saisonnalité des taxes locales principalement ;
- les encaissements au titre de la CSPE pour + 607 millions d'euros ;
- l'encaissement des appels de marges sur des positions 2017 débouclées en 2018 liés à l'activité optimisation/trading pour + 115 millions d'euros.

Par rapport au premier semestre 2017, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (+ 952 millions d'euros) s'explique essentiellement en France par :

- des effets favorables liés à la CSPE (+ 539 millions d'euros) suite aux versements reçus début 2018 ;
- de la hausse de la dette liée à l'externalisation des retraites du fait de moindres versements début 2018 pour + 250 millions d'euros.

5.3 INVESTISSEMENTS NETS

Les investissements nets s'élèvent à 6 339 millions d'euros sur le premier semestre 2018 contre 1 480 millions d'euros sur le premier semestre 2017, soit une augmentation de 4 859 millions d'euros et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2018	1 ^{er} semestre 2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités production et commercialisation	2 346	2 632	(286)	- 10,9
France - Activités régulées	1 694	1 621	73	+ 4,5
EDF Énergies Nouvelles	63	(102)	165	n.a.
Dalkia	68	42	26	+ 61,9
Framatome	90	-	90	n.a.
Royaume-Uni	204	256	(52)	- 20,3
Italie	162	190	(28)	- 14,7
Autre international	102	175	(73)	- 41,7
Autres métiers	33	99	(66)	- 66,2
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS PLAN DE CESSION D'ACTIFS GROUPE	4 762	4 913	(151)	- 3,1
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET PLAN DE CESSION D'ACTIFS GROUPE	1 577	(3 433)	5 010	n. a.
INVESTISSEMENTS NETS	6 339	1 480	4 859	n. a.

(1) Les données publiées au titre du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

n. a. = non applicable.

5.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements nets du segment France - Activités de production et commercialisation diminuent de 286 millions d'euros, soit - 10,9 % principalement en lien avec l'internalisation du fournisseur Framatome.

Les investissements nets du segment France - Activités régulées augmentent de 73 millions d'euros, soit + 4,5 %. Cela s'explique principalement par une hausse des raccordements des clients particuliers et collectivités chez Enedis et le paiement de fournisseurs en 2018 d'engagements 2017.

Au Royaume-Uni, la diminution de 52 millions d'euros, soit - 20,3 %, s'explique notamment par l'absence d'investissements renouvelables en 2018.

En Italie, la baisse de 28 millions d'euros s'explique principalement par de moindres investissements dans l'activité exploration & production.

La diminution du segment Autre international (- 73 millions d'euros) s'explique notamment par la cession des entités polonaises fin 2017.

Les investissements nets d'EDF Énergies Nouvelles sont en hausse de + 165 millions d'euros. Le premier semestre 2018 intègre l'acquisition de droits de développement d'un parc éolien en mer écossais et le premier semestre 2017 l'acquisition de Futuren.

5.3.2 Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs Groupe

Le Groupe poursuit également ses investissements au titre du programme Linky pour lequel le déploiement a continué à s'accélérer au premier semestre 2018.

Les nouveaux développements correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe. Au premier semestre 2018, ces nouveaux développements correspondent aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni (projet Hinkley Point C) et à l'acquisition par Edison de Gas Natural Vendita Italia.

Par ailleurs, aucune opération au titre du plan de cession d'actifs Groupe n'a été réalisée sur le premier semestre 2018.

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 26 606 millions d'euros au 30 juin 2018.

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 2018, les flux nets de + 74 millions d'euros correspondent principalement aux seconde et troisième catégories décrite ci-dessus.

5.5 CASH FLOW AVANT DIVIDENDES

Le cash flow avant dividendes s'établit à 2 150 millions d'euros au premier semestre 2018 (contre 2 053 millions d'euros au premier semestre 2017) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de + 6 981 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 6 339 millions d'euros ;
- une variation du besoin en fonds de roulement pour + 1 434 millions d'euros.

L'augmentation du cash flow avant dividendes de + 97 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 résulte essentiellement d'un niveau d'investissements nets plus élevé au premier semestre 2018 du fait de l'absence de cessions stratégiques, et ce, malgré une amélioration du cash flow opérationnel (+ 2 825 millions d'euros), de la variation de BFR (+ 952 millions d'euros) et des flux nets aux actifs dédiés (+ 1 179 millions d'euros).

5.6 DIVIDENDES VERSÉS EN NUMÉRAIRE

Le montant des dividendes versés en numéraire (- 551 millions d'euros) est quasi stable par rapport à juin 2017. Il comprend :

- la part versée en numéraire du solde du dividende 2017 pour - 60 millions d'euros ;
- les rémunérations versées en 2018 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 378 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 113 millions d'euros).

5.7 CASH FLOW GROUPE ¹

Le cash flow Groupe s'élève à fin juin 2018 à + 1 599 millions d'euros contre + 1 482 millions d'euros au premier semestre 2017. L'amélioration de + 117 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 est principalement liée à la variation du cash flow avant dividendes pour + 97 millions d'euros.

5.8 EFFET DE LA VARIATION DE CHANGE

L'effet de change, toujours favorable (+ 103 millions d'euros) est en retrait (- 395 millions d'euros) par rapport au premier semestre de 2017 qui a été marqué par une dépréciation importante du dollar américain par rapport à l'euro ², contre une légère appréciation par rapport à l'euro au premier semestre 2018.

5.9 AUTRES VARIATIONS MONÉTAIRES

L'évolution défavorable de - 3 792 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017 est principalement liée à l'augmentation de capital d'EDF SA réalisée au premier semestre 2017, sans équivalent en 2018.

5.10 RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2018	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Endettement financier net/EBE	2,1 ⁽¹⁾	2,4	2,3
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽²⁾	38 %	40 %	48 %

(1) Le ratio au 30 juin 2018 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2017 et du premier semestre 2018.

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

1. Avant augmentation de capital.

2. Appréciation de + 2,9 % du dollar américain face à l'euro : 0,858 €/€ au 30 juin 2018 ; 0,834 €/€ au 31 décembre 2017 ; 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 2018, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 23 222 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 441 millions d'euros.

Au 30 juin 2018, 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 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 et 10 milliards de dollars américains pour les US CP.

Au 30 juin 2018, EDF SA dispose d'un montant global de 10 287 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- 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 2018 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 157 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en mars 2022. 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. Cette ligne de crédit de 200 millions d'euros a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 30 juin 2018. Trois autres lignes de crédits ont été tirées intégralement au 30 juin 2018, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 400 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 30 juin 2018, 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 275 millions d'euros (tirée en intégralité), ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 385 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 30 juin 2018.

Dunkerque LNG bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 800 millions d'euros (maturité 5 ans) tiré en intégralité.

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 2018 :

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

n. a. = non applicable.

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 2018 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 30 juin 2018, par devise avant et après couverture

30 juin 2018 (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)	27 722	18 195	45 917	82 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	16 081	(14 113)	1 968	4 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 340	(2 639)	6 701	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 726	(1 443)	1 283	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	55 869	-	55 869	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 2018.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 2018 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	45 917	-	45 917
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 968	197	2 165
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	6 701	670	7 371
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 283	128	1 411
TOTAL DES EMPRUNTS	55 869	995	56 864

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 2018 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 2018 ⁽¹⁾	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2017
USD	2 105	2 606
CHF (Suisse)	227	245
GBP (Royaume-Uni)	10 684	9 153
CLP (Chili)	(305)	1 135
PLN (Pologne)	159	35
BRL (Brésil)	1 103	1 066
CNY (Chine)	10 120	10 028

(1) 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 2018, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 52,4 % à taux fixe et 47,6 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 266 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2018 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,78 % fin juin 2018.

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 2018.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

30 juin 2018 (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	51 120	(21 833)	29 287	-
À taux variable	4 749	21 833	26 582	266
TOTAL DES EMPRUNTS	55 869	-	55 868	266

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 % en actions fin juin 2018, soit un montant actions de 3,6 milliards d'euros.

Au 30 juin 2018 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 12 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 1 052 millions de livres sterling.

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

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés, le processus de décision et de contrôle pour leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

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

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

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Composition analytique du portefeuille

	30/06/2018	31/12/2017
Sous-portefeuille actions	34,5 %	35,5 %
Sous-portefeuille obligataire	35,4 %	33,0 %
Sous-portefeuille trésorerie	0,6 %	0,4 %
CSPE après couverture	10,0 %	11,9 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	19,5 %	19,2 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 30 juin 2018, la valeur globale du portefeuille s'élève à 28 144 millions d'euros, contre 28 115 millions d'euros à fin décembre 2017.

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	Au 30 juin 2018		31 décembre 2017	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	4 901	5 010	4 261	4 363
Obligations personnes morales OCDE hors États	698	708	618	636
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 013	4 191	4 352	4 544
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	8 401	9 909	8 230	9 785
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	21	1	-	30
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	18 034	19 819	17 461	19 358
CTE (holding détenant les titres de RTE) ⁽²⁾	2 705	2 730	2 705	2 705
Autres titres non cotés et immobilier	2 522	2 769	2 427	2 703
TOTAL EDF INVEST	5 227	5 499	5 132	5 408
CSPE après couverture	2 788	2 826	3 294	3 349
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	26 049	28 144	25 887	28 115

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Les actifs dédiés détiennent 50,1 % 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 22 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018.

Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 30 juin 2018 et 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	30/06/2018 Valeur de réalisation	Performance semestrielle au 30/06/2018		31/12/2017 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2017	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾
Sous-portefeuille actions	9 715	1,2 %	1,1 %	9 972	12,9 %	13,0 %
Sous-portefeuille taux	9 941	- 0,4 %	0,2 %	9 282	2,1 %	0,8 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	19 656	0,5 %	0,7 %	19 254	7,7 %	6,6 %
Sous-portefeuille trésorerie	163	- 0,2 %	- 0,2 %	104	- 0,1 %	- 0,4 %
CSPE après couverture	2 826	0,2 %	-	3 349 ⁽²⁾	0,4 %	-
EDF IINVEST ⁽³⁾	5 499	2,8 %	-	5 408	8,9 %	-
dont titres CTE affectés ⁽⁴⁾	2 730	1,3 %	-	2 705	7,3 %	-
dont autres actifs non cotés	2 769	4,2 %	-	2 703	11,2 %	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	28 144	0,9 %	-	28 115	6,6 %	-

(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 38 millions d'euros de réévaluation au 30/06/2018.

(3) Performance sur les actifs détenus en début d'année.

(4) 50,1 % de la participation du Groupe dans la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE), holding détenant 100 % des titres RTE.

Évolution des actifs non cotés

Au premier semestre 2018, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Évolution des actifs cotés

Après une baisse record en 2017, la volatilité est remontée début 2018. Les marchés se sont, inquiétés des risques de « guerre » commerciale. L'arrivée au pouvoir du nouveau gouvernement italien a également été source d'inquiétude du fait d'un programme budgétaire contradictoire avec les engagements de l'Italie auprès de la Commission de Bruxelles. Par ailleurs, les banques centrales continuent de normaliser leur politique monétaire pour les plus avancées, comme la Fed qui monte ses taux directeurs, ou commencent à sortir du QE pour la BCE. Cette dernière a annoncé sa volonté de cesser d'augmenter son bilan à partir de la fin de l'année 2018 même si sa politique de taux extrêmement bas devrait perdurer jusqu'à l'été 2019.

Ce contexte de marché moins porteur que ces dernières années se retrouve dans la performance de la gestion du portefeuille financier des actifs dédiés. En effet, sa progression sur le premier semestre est de + 0,5 % contre + 0,7 % pour son indice de référence. Cette légère sous-performance vient principalement du sous-portefeuille obligataire qui finit le semestre en baisse de - 0,4 % tandis que son indice est en hausse de + 0,2 %. Les raisons de cet écart sont doubles. D'une part, la sensibilité du sous-portefeuille a été maintenue en deçà de celle de l'indice de référence, principalement sur les parties longues des courbes de taux cœur euro dont les titres ont eu tendance à surperformer le reste de l'indice EGBI. D'autre part, si l'exposition crédit a été réduite dès le début de l'année, les fonds composant le sous-portefeuille ont eu tendance à sous-performer l'indice. Le sous-portefeuille Actions s'est beaucoup mieux comporté avec une performance de + 1,2 % contre + 1,1 % pour son indice. Les fonds sélectionnés ont surperformé l'indice dans quasiment toutes les zones. De manière générale, les choix d'allocation restent globalement neutres comme l'atteste une *tracking error* limitée à 0,5 %.

Au premier semestre 2018, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 327 millions d'euros, dont + 82 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 125 millions d'euros avant impôt), + 15 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 23 millions d'euros avant impôt) et + 230 millions d'euros pour EDF Invest (dont 153 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 2018 s'élève à 9 715 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée via la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin juin 2018 à 11,0 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 6,0 % à fin 2017. 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 1 066 millions d'euros.

À fin juin 2018, la sensibilité du sous-portefeuille taux (9 941 millions d'euros) s'établissait à 5,31, 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 528 millions d'euros. La sensibilité du sous-portefeuille taux est nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,49).

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 les 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 classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2018, les expositions du Groupe sont à 91 % sur des contreparties de classe *investment grade*, 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 30/09/2017	79 %	12 %	9 %	100 %
au 31/03/2018	91 %	7 %	2 %	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 30/09/2017	14 %	1 %	8 %	71 %	6 %	100 %
au 31/03/2018	6 %	1 %	9 %	78 %	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. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* 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 2017.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 2.1.1 du document de référence 2017 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2017.

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*.

En 2018, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés est encadré, avec une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Au premier semestre 2018, 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 2018.

8 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2018

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté dans la section 2 du document de référence 2017.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2017.

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 2018, 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 2017. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2017.

9.1 PROCEDURES CONCERNANT EDF

9.1.1 Recours contre la décision de la Commission européenne autorisant le rachat de Framatome par EDF

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union Européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

9.1.2 Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché. Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide allouée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit la somme de 1,38 milliard d'euros.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste

toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un nouveau recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Le 19 avril 2016, l'État est intervenu dans cette procédure au soutien d'EDF. Par arrêt du 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté ce recours et confirmé la décision de la Commission européenne. Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union Européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union Européenne.

9.1.3 AET

Dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité en base conclu le 20 décembre 2007 pour 20 ans, portant sur une capacité annuelle de 70 MW, la société Azienda Elettrica Ticinese (AET), société publique du Canton du Tessina a sollicité une renégociation du prix de l'énergie, arguant du niveau des prix de marché devenu inférieur - à compter de 2014 et à certaines périodes au prix du contrat.

Le prix du contrat étant ferme et en l'absence de clause de sauvegarde, EDF a proposé des aménagements, dans le respect de l'équilibre économique initial et en soulignant l'absence d'obligation de renégociation.

Les négociations n'ayant pas abouti, AET a assigné EDF devant le Tribunal de commerce de Paris le 12 avril 2016. Le Tribunal de commerce de Paris a rendu une décision le 4 décembre 2017 en faveur d'EDF rejetant les demandes dans leur totalité. AET a fait appel de cette décision.

Par ailleurs, AET a assigné EDF le 9 novembre 2017 dans le cadre de ce même contrat pour réclamer un partage des bénéfices du mécanisme de capacité.

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

Trois recours ont été exercés contre le décret d'autorisation de création modifié de Flamanville 3. Les deux premiers ont été déposés le 23 mai 2017 devant le Conseil d'État à l'initiative de plusieurs associations (l'un du CRILAN et l'autre de « Notre Affaire à tous ») directement contre le décret du 23 mars 2017 modifiant le décret d'autorisation de création de Flamanville 3 et modifiant la durée limite de mise en service. Dans un arrêt en date du 28 mars 2018, le Conseil d'État a rejeté les deux requêtes et condamné chacune des associations à verser 2.000 euros à EDF.

Le troisième recours a été déposé le 21 août 2017 également devant le Conseil d'État par plusieurs associations dont Greenpeace, le CRILAN et « Notre Affaire à tous » contre le refus implicite du Premier ministre d'abroger le décret d'autorisation de création modifié de Flamanville 3. L'instruction est toujours en cours.

9.1.5 Flamanville 3 - plainte de Greenpeace et du Réseau Sortir du Nucléaire

Greenpeace et le Réseau Sortir du Nucléaire ont conjointement déposé plainte auprès du Parquet de Cherbourg le 18 juillet dernier contre EDF (exploitant), Framatome (fabricant) et « X » pour différentes infractions au Code de l'environnement et à la réglementation relative aux installations nucléaires de base en raison des problèmes de soudures constatés sur le chantier de Flamanville.

9.1.6 Fessenheim

L'Association Trinationale de Protection Nucléaire (ATPN), représentée par Mme 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.

Dans son arrêt du 14 juin 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement la décision précitée fixant les valeurs limites de rejets des effluents en raison de l'absence de motivation des dérogations accordées. Cependant, le Conseil d'État précise qu'« eu égard à l'intérêt économique et énergétique qui s'attache à l'exploitation de Fessenheim et d'autre part au fait que le maintien en vigueur temporaire des valeurs limites annulées par la présente décision, pour le seul motif d'une absence de motivation n'entraîne pas de risque particuliers pour les intérêts visés par l'article L.593-1 du code de l'environnement (...) » EDF est autorisée à rejeter dans l'environnement les effluents en cause en respectant les valeurs limites annulées jusqu'à ce que l'ASN prenne, au plus tard le 1^{er} octobre 2018, une nouvelle décision prescrivant de nouvelles valeurs.

Pour le reste, le Conseil d'État rejette tous les autres moyens et ainsi que la demande d'annulation de la décision précitée relatives aux modalités de prélèvement.

Par ailleurs, deux organisations syndicales (FO et CFE-CGC) ainsi que plusieurs collectivités locales dont la commune de Fessenheim ont déposé respectivement en mai et juillet 2017 un recours devant le Conseil d'État pour demander l'annulation du décret n° 2017-508 du 8 avril 2017 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim.

Enfin, par une ordonnance en date du 14 juin 2018, le Conseil d'État a rejeté la requête en référé déposée par l'ATPN pour demander la suspension de la décision de l'ASN du 12 mars 2018 levant la suspension du certificat d'épreuve du GV de Fessenheim accordé à Areva NP. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur le fond ; l'instruction est en cours.

9.1.7 Tarifs réglementés de vente de l'électricité - recours contre la décision du 27 juillet 2017

Le 24 août 2017, la société Engie a formé un recours devant le Conseil d'État contre la décision du 27 juillet 2017 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (l'ANODE) a également déposé, le 27 septembre 2017, une requête sommaire contre cette décision, qu'elle a complété d'un mémoire ampliatif le 22 décembre 2017.

Engie et l'ANODE demandaient au Conseil d'État d'annuler la décision du 27 juillet 2017 au motif qu'elle aurait été prise sur la base de dispositions législatives contraires au droit de l'Union européenne. Plus particulièrement, selon les requérants, les tarifs réglementés de vente de l'électricité ne rempliraient pas les conditions cumulatives posées par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, telles qu'elles ont été interprétées par la Cour de justice de l'Union européenne (décisions *Federutility* du 20 avril 2010 et ANODE du 7 septembre 2016) et le Conseil d'État (décision ANODE du 19 juillet 2017).

Dans sa décision du 18 mai 2018 le Conseil d'État valide dans leur principe les TRV Électricité, reconnaissant en particulier qu'ils répondent à l'objectif d'intérêt général de stabilité des prix. Cependant le Conseil juge que les TRV constituent une mesure disproportionnée à deux égards et conditionne donc leur maintien à une modification du cadre législatif pour, d'une part, mettre en place un réexamen périodique de la mesure et, d'autre part, limiter le bénéfice des TRVE en métropole continentale aux consommateurs résidentiels et aux sites non résidentiels à l'exclusion de ceux « appartenant à des grandes entreprises ». Il annule ainsi partiellement l'arrêté tarifaire du 27 juillet 2017 sur ce fondement.

La loi devra donc définir le champ des bénéficiaires et prévoir les modalités et la fréquence de réexamen de la mesure.

9.1.8 SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu concluant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu.

Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

9.1.9 Enquête CRE/REMIT

Le 1^{er} décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1^{er} avril 2016, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF par courrier en date du 5 juillet 2018 avoir saisi le Cordis.

Le 1^{er} décembre 2016 même jour, la CRE a procédé à l'ouverture d'une autre enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1^{er} janvier 2014, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement REMIT.

Le 14 décembre 2017, la CRE a procédé à l'ouverture d'une troisième enquête visant à établir si EDF et toute autre personne qui lui serait liée se sont livrées, depuis le 1^{er} janvier 2017, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Elles ne préjugent en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être attribuée au groupe EDF.

9.2 PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

9.2.1 ENEDIS

Quadlogic Corporation Controls

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le TGI Paris de la société américaine Quadlogic Corporation Controls (QCC) portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon. En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018.

TURPE 5

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution adoptées le 17 novembre 2016 et le 19 janvier 2017 et publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017. Ce contentieux porte sur le niveau de rémunération du gestionnaire du réseau, sur la méthode tarifaire, sur la structure du tarif ainsi que sur la régulation incitative mise en place.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE. Par la suite (10 mars 2017), le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a lui aussi présenté une requête en annulation, ainsi que la CFE-CGC Énergie (avril 2017). Ces recours ont donné lieu à des mémoires en défense de la CRE (juillet et octobre 2017) ainsi qu'à un mémoire en intervention de l'association UFC – Que Choisir (août 2017).

Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé les délibérations TURPE 5, en tant qu'elles n'ont pas fait application pour la détermination du coût du capital investi du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux ouvrages ayant donné lieu de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 » (pour leur fraction non encore amortie), et d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction). Il convient en conséquence de réintégrer les investissements précités dans le périmètre des capitaux propres régulés. Après avoir organisé une consultation des acteurs, la CRE a publié son projet de délibération portant projet de décision sur le TURPE 5 le 14 juin 2018. Cette délibération prévoit une réintégration de 1,6 milliard d'euros dans les capitaux propres régulés. En outre, la CRE a décidé de prendre en compte dans la fixation du tarif les effets de l'évolution à la baisse du taux d'imposition sur les sociétés. La délibération de la CRE prendra effet le lendemain de sa publication au *Journal officiel* laquelle interviendra au plus tard le 31 juillet 2018, conformément à la décision du CE du 9 mars 2018 visée au paragraphe ci-dessus.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF » du document de référence 2017).

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et, par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à Enedis, au motif qu'Enedis n'aurait pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. Les jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel sont divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

Enedis a souhaité faire application de sa police d'assurance Responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (*Green Yellow*) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'Appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. Depuis cette décision, le sursis à statuer dans l'attente de la réponse de la CJUE est demandé par Enedis ou l'assureur. De nombreux tribunaux et Cours d'Appel y répondent favorablement.

Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « *intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État* », l'un des quatre critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté début juillet 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Ces décisions peuvent faire l'objet de pourvoi en Cassation dans les 2 mois de leur notification.

9.2.2 SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (Centraco), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état

conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état.

Faisant suite à sa décision du 14 janvier 2014 par laquelle elle avait fixé de nouvelles prescriptions techniques préalables indispensables à la reprise des activités, l'ASN a autorisé le redémarrage du four de fusion par décision du 2 avril 2015. À l'issue d'une convocation de son représentant devant le juge d'instruction le 16 septembre 2015, SOCODEI a été mise en examen pour homicide involontaire. Par jugement en date du 16 mars 2018, le Tribunal correctionnel de Nîmes a condamné SOCODEI personne morale à 87 500 euros d'amende pour homicide involontaire et blessures involontaires avec incapacité de travail supérieure à trois mois. Par ailleurs, SOCODEI est condamnée à verser aux parties civiles 170 000 euros de dommages et intérêts. Faute d'appel du Parquet, la décision est devenue définitive sur le volet pénal.

9.2.3 Edison

Procédures relatives à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens dirigeants de Montedison devant la Cour d'Assises de Chieti. Par décision du 7 février 2014 de la Cour d'Assises, Edison a été mis hors de cause, elle n'est donc plus partie à l'instance pénale. Par décision du 19 décembre 2014, cette même Cour a acquitté tous les accusés. Le procureur a saisi la Cour de Cassation qui a jugé le pourvoi irrecevable par décision du 18 mars 2016 et a renvoyé la procédure devant la Cour d'Assises d'Appel de l'Aquila. La décision, rendue en février 2017 par la cour d'Assise d'Appel, a fait l'objet d'un pourvoi en Cassation. La prochaine audience, prévue initialement le 13 mars 2018, a été renvoyée au 28 septembre 2018.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

À la suite de l'audience du 15 janvier 2015, ce dernier, par décision du 5 mars 2015, a définitivement annulé l'acte du Commissaire spécial délégué. Edison n'est donc plus tenu à la réalisation d'interventions urgentes.

Toujours dans ce cadre, la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure administrative pour la détermination du responsable de la pollution des terrains appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente.

En 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté. Après une première phase de questions préliminaires et préjudicielles, la procédure se poursuit avec l'examen au fond des demandes formulées par les parties.

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotone, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions engagées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

Au cours du premier semestre 2018, le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) a ouvert une enquête préliminaire à l'encontre des administrateurs d'Edison pour une hypothèse de non réalisation d'activités d'assainissement sur le site industriel de Piano D'Orta (province de Pescara, région des Abruzzes) où, jusqu'à la fin des années 60, se trouvait un établissement de la société Montecatini.

10 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

10.1 PLAN DE CESSIION D'ACTIFS

- Le groupe EDF a signé des accords engageants relatifs à la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque LNG (cf. CP du 12 juillet 2018 et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2018) ¹.

11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

Objectifs 2018 d'EBE et de ratio d'endettement rehaussés

Le Groupe poursuit le déploiement de son plan stratégique et rehausse ses objectifs d'EBE et de ratio d'endettement pour 2018 :

- Charges opérationnelles ² : réduction de 800 millions d'euros par rapport à 2015 ;
- EBE ³ : compris entre 14,8 et 15,3 milliards d'euros ;
- Cash flow ^{3 4} hors Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020 : légèrement positif ou proche de l'équilibre ;
- Investissements nets hors Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020 : environ 11 milliards d'euros ;
- Investissement nets totaux hors acquisitions et plan de cession d'actifs 2015-2020 : inférieur ou égal à 15 milliards d'euros ;
- Plan de cession d'actifs : environ 10 milliards d'euros sur 2015-2018 ⁵ ;
- Endettement financier net/EBE ³ : inférieur ou égal à 2,5x ;
- Taux de distribution cible du résultat net courant ⁶ : 50 %.

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

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.

3. À taux de change comparable et climat « normal », sur la base d'une hypothèse de production nucléaire France > 395 TWh. À taux d'actualisation retraites constants.

4. Hors éventuel acompte sur dividende au titre de l'année fiscale 2018.

5. Cessions signées ou réalisées.

6. Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.