



Société anonyme
au capital de 1 578 916 053,50 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

AU 30 JUIN 2021

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 28 juillet 2021 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2021 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 6 « 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 et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel du groupe EDF pour l'année 2020.

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 2021
2. RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2021
3. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2021
4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2021 (PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER AU 30 JUIN 2021)

DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2021

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 28 juillet 2021

M. Jean-Bernard Lévy

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2021

SOMMAIRE DETAILLE

1	FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS	6
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 naturel	12
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	12
2.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	13
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	14
3.1	Environnement réglementaire	14
3.2	Evolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF	14
4	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2021 ET 2020	15
4.1	Chiffre d'affaires	15
4.2	EBE	18
4.3	Résultat d'exploitation	21
4.4	Résultat financier	22
4.5	Impôts sur les résultats	22
4.6	Résultat net courant	22
4.7	Résultat net part du Groupe	22
5	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS	23
5.1	Endettement financier net	23
5.2	Cash-flow généré par les opérations	24
5.3	Cash-flow Groupe	25
5.4	Effet de la variation de change	26
5.5	Autres variations non monétaires	26
5.6	Ratios financiers	26
6	PERSPECTIVES FINANCIERES	27
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	27
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	27
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	32
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	33
9	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2021	33
10	FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	33
11	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	33

1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

Forte progression de l'EBE⁽¹⁾

Progression de 10 % du portefeuille de projets renouvelables à 66 GW

Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement du parc nucléaire 1 300 MWe en France

Rehaussement des objectifs 2021

• Nucléaire

◇ France :

- Nucléaire existant :
 - Rehaussement de l'estimation de production nucléaire pour l'année 2021 de 330 - 360 TWh à 345 - 365 TWh
 - Décision générique de l'ASN sur les conditions de poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de 40 ans
- Flamanville 3 :
 - Réception sur site de l'ensemble des assemblages de combustible
 - Début des opérations de reprise des soudures de traversée du circuit secondaire principal, à l'aide de robots télé-opérés, suite à l'accord de l'ASN
 - Décision de l'ASN en attente sur le traitement de 3 piquages du circuit primaire principal
- Nouveau nucléaire :
 - Remise aux pouvoirs publics de la contribution d'EDF et de la filière nucléaire au programme de 3 paires de nouveaux réacteurs EPR2 en France
 - Mise en place de l'organisation industrielle du projet « *Small Modular Reactor* » Nuward

◇ Chine :

- Anomalie sur les assemblages de combustible du réacteur n°1 de Taishan ⁽²⁾

◇ Royaume-Uni :

- Hinkley Point C : début de la phase d'installation des équipements et livraison progressive du génie civil des bâtiments de l'îlot nucléaire
- Redémarrage temporaire de Hinkley Point B et de Hunterston B avant l'arrêt définitif ; extension de 3 mois de l'arrêt de Sizewell B jusqu'en août 2021
- Fermeture de Dungeness B et début de la phase de déchargement du combustible
- Accord avec le gouvernement britannique pour assurer le futur démantèlement des 7 réacteurs nucléaires AGR⁽³⁾

◇ Inde :

- Offre technico-commerciale engageante remise en vue de la construction de six EPR⁽⁴⁾ sur le site de Jaitapur

• Renouvelables

◇ Pipeline de projets⁽⁵⁾ de 66 GW bruts à fin juin 2021 en progression de 10 % vs fin 2020 :

- Etats-Unis : lauréat du projet offshore Atlantic Shores de 1,5 GW (co-entreprise détenue à 50%) et de 3 projets solaires pour un total de plus de 300 MW
- France : lauréat de 13 projets solaires au sol pour un total de 75 MW⁽⁶⁾ dans le cadre du plan solaire

◇ Capacités en construction pour 8,6 GW bruts⁽⁷⁾ à fin juin 2021, en hausse de 8 % vs fin 2020

- France : lancement de la construction du parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer (448 MW)
- Arabie Saoudite : gain et lancement de la construction d'une centrale solaire de 300 MW à Jeddah

◇ Mises en service de 1 GW pendant le premier semestre 2021 (dont un parc éolien de 344 MW au Brésil) vs 0,6 GW pendant la même période en 2020

◇ Hydraulique : Achèvement de plus de 40% des travaux de génie civil sur le chantier de Nachtigal (420 MW) au Cameroun

• Enedis

- ◇ Fort dynamisme des raccordements réseau
- ◇ Finalisation du projet Linky : environ 32,5 millions de compteurs intelligents Linky ont été installés à fin juin 2021, soit un taux d'avancement du programme de 95%.

• Clients et services

- ◇ Performance commerciale :
 - Près de 1,2 million de clients électricité résidentiels en offres de marché en France soit + 17,6 % vs fin 2020

(1) Pour des raisons de communication le terme anglais EBITDA est utilisé dans la communication financière (communiqué de presse et présentation) pour désigner l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE).

(2) Voir les communiqués de presse publiés le 14 juin 2021 et le 22 juillet 2021

(3) Advanced Gas-Cooled Reactor.

(4) EDF n'est ni investisseur ni en charge de la construction.

(5) Projets éoliens et solaires.

(6) Appel d'offres CRE.

(7) 8,6 GW (dont 1,7 GW d'éolien terrestre, 2,1 GW d'éolien en mer et 4,8 GW de solaire) vs 8 GW à fin 2020.

- 1,15 contrat d'électricité, services et gaz par client à fin juin 2021 (objectif de 1,5 en 2030 ⁽¹⁾)
- Signature de contrats d'achat d'électricité (PPA) d'origine renouvelable avec Bouygues Telecom, SNCF et RATP
- ◇ Elargissement de la gamme d'offres :
 - Lancement de l'offre de Location-Vente sur une durée de 20 ans pour l'autoconsommation photovoltaïque
 - Lancement, en partenariat avec Bosch, d'une offre complète de performance énergétique et décarbonation des clients industriels
- **Italie - Edison**
 - ◇ Réorganisation des actifs renouvelables italiens du Groupe autour d'Edison, avec l'objectif d'atteindre environ 4 GW bruts de capacités renouvelables à horizon 2030⁽²⁾
 - ◇ Finalisation de la cession de l'activité E&P⁽³⁾
- **Innovations**
 - ◇ Présélection, par l'Allemagne, d'un projet industriel de production d'hydrogène renouvelable (300 MW) en vue de l'IPCE⁽⁴⁾
 - ◇ Accord de coopération entre Toyota et EDF dans le cadre de l'offre « Vert Electrique Auto » en France
 - ◇ Plus de 144 000 points de charge déployés et gérés à fin juin 2021 (dont 122 000 par Pod Point soit + 28 % vs fin 2020)
 - ◇ Mises en service de 50 MW de batteries au Royaume-Uni dans le cadre du projet ESO⁽⁵⁾
 - ◇ Blockchain : première émission obligatoire réalisée sur Ethereum⁽⁶⁾ par la Banque européenne d'investissement, à partir de solutions développées par Exaion, filiale d'EDF
- **International**
 - ◇ Signature des accords de financement de la plus grande centrale biomasse d'Afrique de l'Ouest (Biovea, 46 MW, Côte d'Ivoire)
 - ◇ Signature d'un accord de développement pour un projet solaire flottant hybride de 240 MW sur le réservoir de Nam Theun 2 au Laos
- **Fermeture en cours des centrales au charbon en Europe**
 - ◇ France : fermeture de la centrale du Havre le 31 mars 2021⁽⁷⁾
 - ◇ Royaume-Uni : fermeture de la centrale de West Burton A prévue en septembre 2022, deux ans avant la date limite fixée par le gouvernement britannique pour les centrales au charbon
- **ESG**
 - ◇ Intégration d'EDF dans le "CAC 40 ESG", le nouvel indice d'Euronext qui regroupe 40 entreprises socialement responsables

Événement de froid extrême au Texas

Lors de la vague de froid extrême au Texas en février 2021, des pics de prix de l'électricité sur plusieurs jours ont été observés. EDF Renouvelables a mis à l'arrêt quatre parcs éoliens et a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels. EDF Trading a bénéficié de la forte volatilité des marchés de commodités. La combinaison de ces deux effets a un impact positif estimé à 49 millions d'euros sur l'EBE du Groupe. Par ailleurs, le résultat net part du Groupe est impacté par une dépréciation d'un de ces parcs. Au global, l'impact de cet événement sur le résultat net du Groupe au premier semestre 2021 est quasi-neutre.

Plan de réduction de coûts et de cessions

Pour compenser les impacts de la crise sanitaire sur la situation financière du Groupe, un plan d'économies et de cessions a été lancé mi-2020 avec une cible de 500 millions d'euros de réduction des charges opérationnelles en 2022 par rapport à 2019 et d'environ 3 milliards d'euros de cessions⁽⁸⁾ sur la période 2020 à 2022 (voir la section 6 « Perspectives financières »). A fin juin 2021, 251 millions d'euros de réductions des coûts ont été réalisés. Les cessions d'actifs signées ou réalisées au 29 juillet 2021 ont un effet favorable de 1,2 milliard d'euros environ sur l'endettement financier net et de 1,9 milliard d'euros environ sur l'endettement économique du Groupe⁽⁹⁾.

Perspectives de réforme du cadre de régulation du nucléaire existant en France

Le Gouvernement a indiqué que les discussions entre les autorités françaises et la Commission européenne relatives à la réforme de l'ARENH, au cadre des concessions hydrauliques et à l'organisation d'EDF n'ont pas abouti à ce stade à un accord global, et doivent se poursuivre, dans l'objectif de trouver un accord satisfaisant pour l'ensemble des parties.

(1) Estimation EDF : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique (clients résidentiels).

(2) Hors hydraulique, répartis entre éolien et solaire.

(3) Activité Exploration et Production, sauf les activités en Algérie.

(4) Important Project for Common European Interest.

(5) Energy Superhub Oxford, avec 100 % d'énergie renouvelable.

(6) Ethereum est un protocole d'échanges décentralisés permettant la création par les utilisateurs de contrats intelligents.

(7) La centrale au charbon du Havre est arrêtée et mise sous cocon (AGP - arrêt garanti pluriannuel) depuis fin mars 2021, et sera déconnectée du réseau d'ici fin 2021.

(8) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe (définition Standard and Poor's).

(9) Dette économique selon la définition de l'agence Standard and Poor's.

Chiffres clés du Groupe du premier semestre 2021

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2021.

Impact de la crise sanitaire Covid-19 : Le premier semestre 2020 avait été marqué par l'impact de la crise sanitaire (impact estimé sur l'EBE de - 1 010 millions d'euros au 30 juin 2020). Même si la crise sanitaire continue à produire des effets sur le premier semestre 2021 (notamment du fait du report sur 2021 de la fin de certains arrêts de tranche de production nucléaire ayant un effet sur la production nucléaire ; la demande d'électricité et les activités dans les services moins soutenues qu'antérieurement à la crise), ses effets sur l'excédent brut d'exploitation au 30 juin 2021 du Groupe présentent un caractère à la fois modéré, diffus et difficilement traçable, ne rendant pas pertinente la mise en place d'un dispositif spécifique d'évaluation des impacts induits de la crise sanitaire sur les résultats financiers du Groupe au premier semestre 2021 (voir la note 1.6.1 « Conséquences de la crise sanitaire Covid-19 » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021).

Allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des réacteurs 1 300 MWe en France : le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies au premier semestre 2021. Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe. L'impact sur le résultat net part du Groupe est de + 194 millions d'euros (voir la note 1.6.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021).

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	39 621	34 710	4 911	14,1	13,7
EBE	10 601	8 196	2 405	29,3	29,8
Résultat d'exploitation	4 272	1 624	2 648	163,1	165,1
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 133	(678)	5 811	n.a.	n.a.
Résultat net part du Groupe	4 172	(701)	4 873	n.a.	n.a.
Résultat net courant ⁽¹⁾	3 740	1 267	2 473	n.a.	n.a.
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	3 452	981	2 471	n.a.	n.a.
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	(240)	(1 829)	1 589	- 86,9	n.a.
Endettement financier net ⁽³⁾	41 007	42 002	(995)	- 2,4	n.a.

n.a. : non applicable

- (1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, 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 la section 4.6 « Résultat net courant »).
- (2) 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 comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5).
- (3) 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 (voir la section 5.1).

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.

Durant le premier semestre 2021, les prix spot moyens de l'électricité ont été significativement supérieurs à ceux du premier semestre 2020 partout en Europe.

2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2021 en base (€/MWh)	58,5	79,0	67,2	56,6
Variation 2021/2020 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	+ 146,6 %	+ 141,6 %	+ 108,8 %	+ 132,9 %
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2021 en pointe (€/MWh)	67,1	91,9	74,5	63,9
Variation 2021/2020 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	+ 139,4 %	+ 146,3 %	+ 108,6 %	+ 126,6 %

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

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 58,5 €/MWh en base et à 67,1 €/MWh en pointe lors du premier semestre 2021, en hausse de respectivement de 34,8 €/MWh et 39,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2020.

Cette hausse marquée est observable sur toute la période et s'accroît sur le deuxième trimestre 2021. Jusqu'à fin mars, les niveaux de températures en-dessous des normales, couplées à une production éolienne en retrait, ont contribué à tirer les prix *spot* à la hausse. Cette tension s'est poursuivie pendant le deuxième trimestre avec la reprise économique (synonyme d'augmentation de la demande) et compte tenu des températures inférieures aux normales en avril et mai (en moyenne respectivement 3,9°C et 3,1°C inférieures à celles d'avril et mai 2020). Les prix ont poursuivi cette tendance haussière en mai et juin, tirés par la forte hausse des prix des commodités et par la faible production éolienne, particulièrement en juin.

Au premier semestre 2021, la demande française s'est établie à 244,3 TWh, en hausse de 17,7 TWh par rapport à la même période en 2020. Face à cette demande croissante, la production française a augmenté de 8,2 TWh au total.

La hausse de la production est portée par la hausse des productions nucléaire (+ 7,7 TWh), thermique à flamme (+ 2,6 TWh) et solaire (+ 0,4 TWh) qui s'établissent respectivement à 181,7 TWh, 19,9 TWh et 6,8 TWh. Leur augmentation a compensé la diminution des productions éolienne (- 1,4 TWh) et hydraulique (- 1,0 TWh) qui s'établissent respectivement à 19,2 TWh et 33,8 TWh sur le premier semestre 2021.

Le solde exportateur est en baisse sur la période, s'établissant à 22,0 TWh, soit 9,7 TWh en dessous du niveau du premier semestre 2020. Par rapport au premier semestre 2020, les exportations à destination de l'Espagne, de la Suisse et de la zone CWE sont en baisse (- 5,1 TWh au total) tandis qu'elles sont en hausse vers l'Italie et la Grande-Bretagne (+ 4,5 TWh au total). En revanche, les importations sont en hausse sur l'ensemble des frontières (+ 9,2 TWh au total).

Cette hausse des importations est portée par les 4 premiers mois de l'année pendant lesquels les températures ont été plus fraîches qu'au semestre précédent (- 1,9°C par rapport à la même période de 2020) et la consommation plus importante (+ 3,1 TWh en moyenne par mois par rapport à la même période de 2020).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont gagné 46,3 €/MWh par rapport au premier semestre 2020 et s'établissent en moyenne à 79,0 €/MWh au premier semestre 2021. La hausse s'observe sur toute la période et s'accroît notamment à partir d'avril compte tenu de la reprise de la demande, d'une hausse du coût de production des moyens gaz et d'une production renouvelable en recul dans toute l'Europe de l'Ouest.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 35,0 €/MWh par rapport au premier semestre 2020 pour s'établir en moyenne à 67,2 €/MWh au premier semestre 2021. Cette hausse illustre l'impact de la reprise de la demande et de la part importante du gaz dans le mix électrique italien dont les prix ont été en forte hausse sur le premier semestre 2021.

En **Belgique**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 32,3 €/MWh par rapport au premier semestre 2020, s'établissant en moyenne à 56,6 €/MWh au premier semestre 2021. Cette hausse est portée par le niveau élevé des prix du gaz, du charbon et du CO₂, une moindre production renouvelable, un hiver froid et l'impact du déconfinement sur la demande.

(1) **France** : 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.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2022 à terme en base sur le 1 ^{er} semestre 2021 (€/MWh)	58,5	67,3	63,9	54,8
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 ^{er} semestre	+ 33,6 %	+ 48,3 %	+ 30,9 %	+ 37,6 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en base au 30 juin 2021 (€/MWh)	73,7	77,7	80,7	69,8
Moyenne du prix du contrat annuel 2022 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2021 (€/MWh)	72,1	76,5	70,1	65,6
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	+ 27,5 %	+ 48,0 %	+ 27,4 %	+ 26,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en pointe au 30 juin 2021 (€/MWh)	88,2	89,0	87,1	80,0

Partout 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 2020 du fait de la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO₂).

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 58,5 €/MWh, en hausse de 33,6 % par rapport au premier semestre 2020, et en augmentation constante sur l'ensemble du semestre. Si le prix de l'électricité à terme a été quasi-exclusivement tiré à la hausse par le prix du CO₂ lors des deux premiers mois de l'année, il a évolué sous l'effet de la forte hausse combinée du prix du CO₂, du gaz et du charbon durant les 4 derniers mois. En effet, les tensions sur le marché du gaz à court terme, qui génèrent des incertitudes sur la capacité à remplir les stocks européens avant l'hiver, ont tiré les prix à terme de l'électricité lors du deuxième trimestre 2021.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a gagné 48,3 % pour s'établir à 67,3 €/MWh en moyenne sur le premier semestre 2021. Comme en France, le prix a connu une augmentation sur toute la période suite à l'augmentation du prix des commodités.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse, et s'établit en moyenne à un prix de 63,9 €/MWh au premier semestre 2021, soit + 30,9 % par rapport au premier semestre 2020. Cette forte hausse est liée à l'augmentation des prix des commodités depuis le début de l'année. Le prix du CO₂ est resté volatil sur la période et a suivi une tendance haussière, compte tenu de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien, ce qui a soutenu le niveau du prix de l'électricité.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse de 37,6 % au premier semestre 2021 par rapport au premier semestre 2020 et s'établit en moyenne à un prix de 54,8 €/MWh sur le premier semestre 2021. La hausse a été particulièrement prononcée au deuxième trimestre du fait de la hausse des prix des combustibles.

→ Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



(1) **France** : 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 2020 puis avril 2021 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

2.1.3 Évolution du prix des quotas d'émission de CO₂ (1)

Le prix du quota d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 44,3 €/t au premier semestre 2021 (+ 98,4 % ou + 22,0 €/t vs le premier semestre 2020). Toujours fortement volatile, le prix du quota de CO₂ a suivi une tendance fortement haussière depuis le début de l'année.

Le quota d'émission a débuté l'année dans un environnement politique favorable suite à l'annonce, en janvier, du retour des Etats-Unis dans l'Accord de Paris et un retard dans l'allocation des quotas gratuits habituellement distribués en février.

Le prix du quota a aussi pu bénéficier d'un environnement de marché favorable dès février avec la présence accrue de nombreux investisseurs spéculatifs.

De plus, le mois d'avril a connu des températures inférieures aux normales ce qui a engendré une sollicitation importante des moyens thermiques à flamme.

Enfin, suite à la publication par la Commission européenne du nouveau paquet climat « Fit for 55 » mi-juillet, les instances européennes vont examiner les mesures proposées qui visent à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 55% à l'horizon 2030 vs 1990 (contre 40 % précédemment). La réforme du marché européen du carbone envisagée prévoit notamment une restriction drastique des quotas gratuits et des volumes de quotas en circulation ce qui pourrait renforcer à l'avenir la hausse du prix des quotas d'émission de CO₂.

→ Évolution du prix des quotas de CO₂ en €/t – livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE)



2.1.4 Prix des combustibles fossiles (2)

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2021	73,8	65,2	19,6
Variation 2021/2020 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	+ 30,4 %	+ 54,9 %	+ 55,9 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2021	87,2	76,2	28,2
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2021	64,2	51,1	15,8
Prix au 30 juin 2021	87,2	75,1	28,2
Prix au 30 juin 2020	57,7	41,2	11,6

Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 73,8 \$/t au premier semestre 2021 (+ 30,4 % ou + 17,2 \$/t vs le premier semestre 2020), poursuivant ainsi la hausse entamée en 2020. De nombreuses intempéries et incidents ont eu lieu sur différents sites de production depuis le début de l'année (en Colombie, Afrique du Sud, Russie et Australie) entraînant une diminution des exportations pendant plusieurs semaines, et donc une diminution de l'offre. De plus, la reprise économique chinoise, un hiver froid ainsi que des stocks particulièrement bas en Chine ont alimenté des tensions en Asie. Cette augmentation des prix du charbon en Asie s'est répétée sur les marchés européens qui ont également connu quelques vagues de froid et un redémarrage économique post Covid.

Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 65,2 \$/bbl au premier semestre 2021 (+ 54,9 % ou + 23,1 \$/bbl vs le premier semestre 2020). Sur l'ensemble de la période, le prix du baril s'est orienté à la hausse par rapport au premier semestre 2020, soutenu par les accords trouvés entre les membres de l'OPEP+ sur un ajustement graduel de l'offre, en anticipation de la reprise économique des différents pays consommateurs. La mise en place d'un plan pour la relance économique en début d'année aux Etats-Unis, et l'accélération de la vaccination à travers le monde, ont également contribué à la hausse des prix.

Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur la zone PEG Nord s'est établi en moyenne à 19,6 €/MWh au premier semestre 2021 (+ 55,9 % ou + 7,0 €/MWh vs le premier semestre 2020). Le prix du gaz à terme a débuté l'année en hausse, dans un environnement économique optimiste quant à la fin des contaminations de Covid en Asie. Les températures inférieures aux normales en février ont contribué à tendre le marché européen. En mars, les prévisions qui annonçaient des températures sous les normales, couplées au blocage observé pendant plusieurs jours dans le Canal de Suez, ont continué à faire pression sur les prix.

Durant le deuxième trimestre, les prix ont été tirés à la hausse compte tenu de la reprise économique mondiale et des niveaux bas du stockage de gaz en Europe, alimentant les craintes pour l'hiver à venir. De plus, les incertitudes sur les flux de gaz depuis la Russie via l'Ukraine, ou via NordStream 2, continuent de tendre le marché du gaz européen. A cela s'est ajoutée une amplification de la concurrence entre les marchés européens et asiatiques pour attirer les cargos de GNL du fait d'un été chaud en Asie.

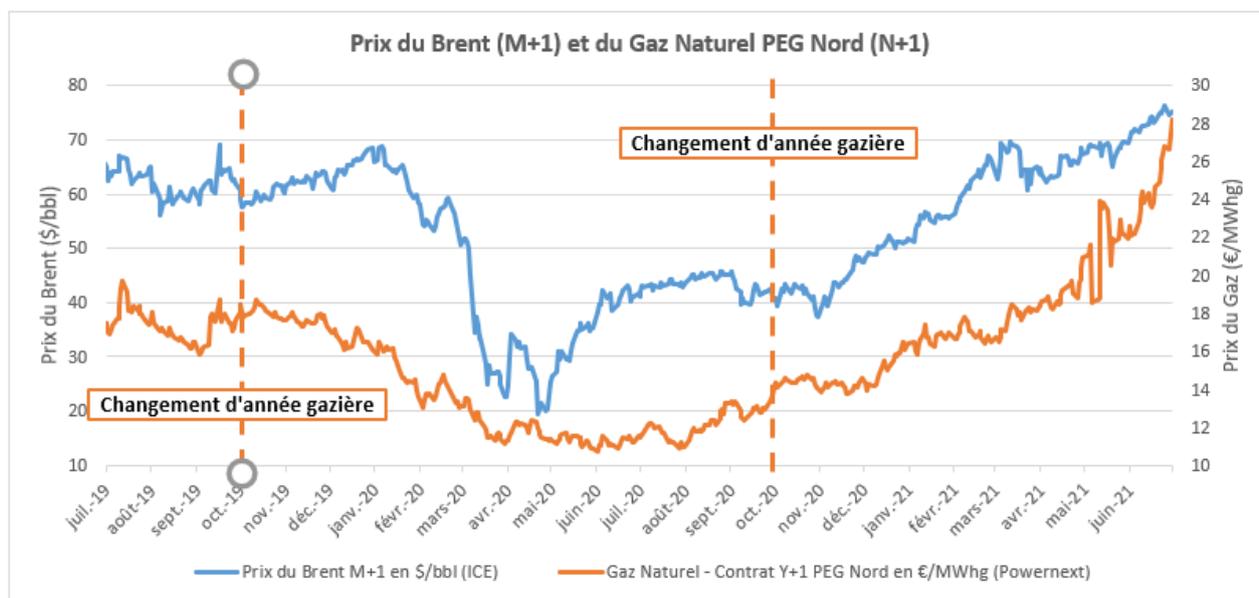
(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020) et de la phase IV (2021-2030).

(2) **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 - en €/MWhg).

→ Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La consommation d'électricité du premier semestre 2021 est en hausse de 17,7 TWh par rapport à celle du premier semestre 2020. Elle a été principalement portée par la baisse relative des températures (- 1,6°C d'écart en moyenne semestrielle) avec une contribution estimée à presque 14 TWh.

Dans une moindre mesure, les restrictions d'activité gouvernementales destinées à contenir la crise sanitaire ont également eu une contribution relative positive estimée à environ 5 TWh. En effet, en 2021, elles ont été moins sévères qu'en 2020 bien qu'ayant affecté l'ensemble des mois (en 2020, elles avaient été effectives à partir du 17 mars).

D'autres phénomènes, comme la présence d'une journée supplémentaire en février 2020, ont également impacté la consommation (à la hausse ou à la baisse) mais de manière plus marginale.

La consommation de gaz sur le premier semestre 2021 est en hausse de 31,9 TWh par rapport à celle du premier semestre 2020. Elle a été principalement portée par la hausse de la demande, suite à des températures inférieures à celle de l'an dernier, et par des restrictions gouvernementales moins contraignantes. En effet, les épisodes de froid (mi-février et première quinzaine d'avril) ont entraîné des pics de consommation des ménages. En parallèle, la consommation de gaz des sites industriels a été en moyenne en hausse sur la période suite à l'assouplissement des restrictions. Enfin, les besoins en gaz des CCG ont été plus élevés en moyenne. Ce phénomène s'est amplifié lors des épisodes de froid afin de répondre à une demande en chauffage électrique plus importante.

2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

A fin juin 2021, la consommation d'électricité en Italie ⁽¹⁾ s'établit à 154,9 TWh, en hausse par rapport au premier semestre 2020 (+ 7,9%) du fait de la reprise d'activité suite à la crise sanitaire de 2020. La baisse des productions solaire et éolienne a été plus que compensée par une augmentation de la production thermique. Les importations nettes ont bondi de 56,9 %.

La demande intérieure de gaz naturel en Italie ⁽²⁾ s'établit à 39,8 bcm, en hausse de 11,0 % par rapport au premier semestre 2020 et confirme la tendance de reprise d'activité constatée suite à la levée des restrictions liées à la crise sanitaire. Tous les secteurs ont enregistré une augmentation. En valeur absolue, la croissance de la consommation résidentielle est la plus importante (+ 2,0 milliards de mètres cubes, + 12,8 % par rapport au premier semestre 2020) portée par un hiver plus rigoureux sur le premier trimestre 2021 que l'an passé.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, les tarifs réglementés de vente ont augmenté le 1er février 2021 de + 1,93 % HT (+ 1,61 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 3,23% HT (+ 2,61 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels.

Au Royaume-Uni, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts. En octobre, le gouvernement avait annoncé que le dispositif serait maintenu pendant au moins douze mois supplémentaires jusqu'à fin 2021. Celui-ci a été augmenté de 9 % pour la période du 1er avril 2021 au 30 septembre 2021 afin de refléter, notamment, les évolutions du prix des marchés de gros, des coûts de transport et de distribution et des coûts liés aux obligations réglementaires (obligations renouvelables). Ce nouveau niveau de plafonnement tient également compte d'une estimation du supplément d'impayés liés à la crise sanitaire auxquels ont dû faire face les fournisseurs.

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

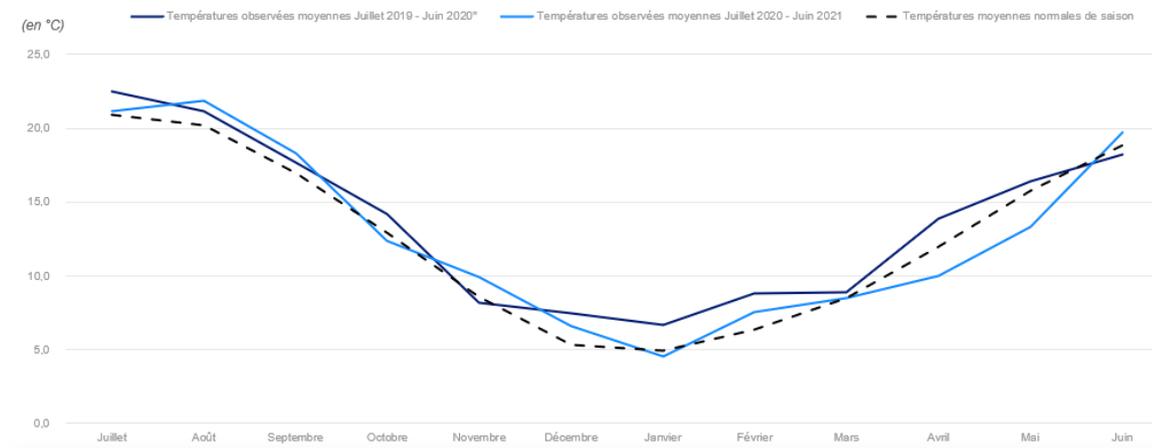
(2) Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

2.4.1 Températures en France

Le premier semestre 2021 a connu des épisodes très contrastés avec notamment une vague de froid début janvier et courant février, un mois de mai parmi les plus froids de ces 25 dernières années et des conditions printanières sur plusieurs journées d'hiver (fin janvier, fin février et fin mars). Globalement, la température moyenne du semestre s'établit à 0,5°C sous la normale et à 1,6°C sous celle du premier semestre 2020. Le premier semestre 2021 a ainsi été nettement plus froid que le premier semestre 2020, avec des écarts de température pouvant dépasser les - 3°C certains mois en moyenne mensuelle (en avril et mai).

→ Températures ⁽¹⁾ ⁽²⁾ mensuelles moyennes en France



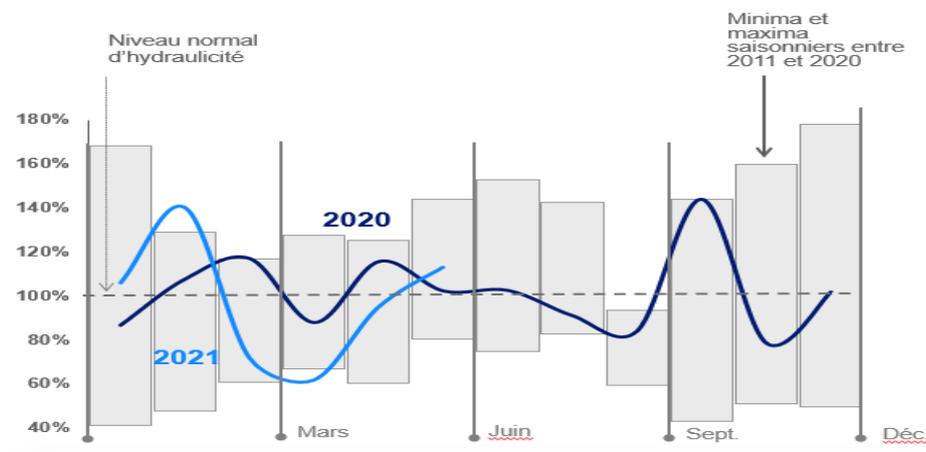
- (1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
 (2) Données Météo France.

2.4.2 Pluviométrie

Sur le premier semestre 2021, la pluviométrie en **Europe** est considérée comme globalement voisine de la normale avec toutefois un léger contraste entre, d'une part, le Sud de l'Europe (Espagne, sud-ouest de la France, Italie) plutôt déficitaire, et d'autre part le reste de la France, la Scandinavie et l'Allemagne, plutôt excédentaires.

En France, l'hydraulicité est légèrement déficitaire mais présente, selon les mois, de forts contrastes, beaucoup plus marqués qu'au premier semestre 2020. Elle a été très excédentaire en janvier et février, puis très déficitaire en mars. En avril, l'hydraulicité a été la plus faible depuis plus de 50 ans, compte tenu de la conjonction d'un déficit de pluie et de l'absence de fonte des neiges. Au premier semestre 2020, l'hydraulicité était légèrement excédentaire.

→ Hydraulicité en France *



*Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS

Outre les faits marquants mentionnés en section 1, un détail des événements marquants du semestre figure dans la note 2 « Synthèse des faits marquants » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021.

3.1 Environnement réglementaire

Les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes 5.1.1 et 5.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos au 30 juin 2021.

3.2 Evolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF

L'Assemblée générale mixte des actionnaires réunie le 6 mai 2021 a décidé de renouveler les mandats de Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Michèle Rousseau et de François Delattre pour une durée de 4 années prenant fin à l'issue de l'Assemblée qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Par ailleurs, Le Conseil d'administration qui s'est réuni le 15 juin 2021 a décidé de convoquer une Assemblée générale ordinaire le 22 juillet 2021, afin de proposer aux actionnaires d'EDF la nomination de Nathalie Collin, Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste, en qualité de nouvelle administratrice indépendante de la société, pour une durée de quatre années prenant fin à l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Nathalie Collin succédera à Laurence Parisot, administratrice indépendante dont le mandat a pris fin à l'issue de l'Assemblée générale mixte du 6 mai 2021.

4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2021 ET 2020

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2021 et 2020 se déclinent par segment (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020
Chiffre d'affaires	39 621	34 710
Achats de combustible et d'énergie	(18 753)	(16 550)
Autres consommations externes ⁽¹⁾	(3 629)	(3 469)
Charges de personnel	(7 273)	(7 020)
Impôts et taxes	(2 509)	(2 813)
Autres produits et charges opérationnels	3 144	3 338
EBE	10 601	8 196
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(541)	(323)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾	(5 194)	(5 358)
(Pertes de valeur)/reprises	(502)	(738)
Autres produits et charges d'exploitation	(92)	(153)
Résultat d'exploitation	4 272	1 624
Coût de l'endettement financier brut	(754)	(868)
Effet de l'actualisation	(1 016)	(1 172)
Autres produits et charges financiers	2 631	(262)
Résultat financier	861	(2 302)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 133	(678)
Impôts sur les résultats	(1 458)	42
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	344	11
Résultat net des activités en cours de cession	(3)	(161)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	4 016	(786)
Dont Résultat net – part du Groupe	4 172	(701)
Résultat net des activités poursuivies	4 175	(544)
Résultat net des activités en cours de cession	(3)	(157)
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(156)	(85)
Activités poursuivies	(156)	(81)
Activités en cours de cession	-	(4)

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 39 621 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 4 911 millions d'euros (+ 14,1 %) par rapport au premier semestre 2020. Hors effets de change (- 82 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 247 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 13,7 %.

4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe et par segment

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	39 621	34 710	4 911	+ 14,1	+ 13,7

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

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	16 001	14 449	1 552	+ 10,7	+ 9,5
France – Activités régulées ⁽²⁾	9 096	8 139	957	+ 11,8	+ 11,8
EDF Renouvelables	807	770	37	+ 4,8	+ 8,2
Dalkia	2 326	1 988	338	+ 17,0	+ 15,7
Framatome	1 634	1 490	144	+ 9,7	+ 11,0
Royaume-Uni	4 887	4 595	292	+ 6,4	+ 5,6
Italie	3 911	2 909	1 002	+ 34,4	+ 34,9
Autre international	1 394	1 244	150	+ 12,1	+ 12,8
Autres métiers	1 887	1 200	687	+ 57,3	+ 58,3
Éliminations inter-segments	(2 322)	(2 074)	(248)	+ 12,0	+ 12,0
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	39 621	34 710	4 911	+ 14,1	+ 13,7

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

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, 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). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

4.1.1.1 France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 16 001 millions d'euros, en hausse de 1 552 millions d'euros (+ 10,7 %), et de 1 366 millions d'euros (+ 9,5 %) en organique, par rapport au premier semestre 2020.

La part « énergie » des ventes est en hausse de + 355 millions d'euros liée à un effet volume positif de + 325 millions d'euros, notamment du fait de la hausse de production nucléaire de + 7,7 TWh.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur l'évolution du chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 234 millions d'euros. Cette hausse résulte principalement de la refacturation aux clients finaux des achats de garanties de capacité (+ 290 millions d'euros) avec un impact légèrement négatif lié à la perte de parts de marché.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de + 463 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* sur le premier semestre, partiellement compensée par la baisse des volumes du fait d'une année 2020 très venteuse (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Enfin, divers éléments contribuent à l'évolution favorable du chiffre d'affaires dont les filiales des activités commerciales et agrégateurs (pour + 184 millions d'euros hors effet périmètre).

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 181,7 TWh, en hausse de 7,7 TWh par rapport au premier semestre 2020, malgré la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim (- 5 TWh). Cette hausse s'explique principalement par une forte baisse de la modulation dans un contexte de demande plus forte. Le programme d'arrêts plus chargé est compensé par une baisse des arrêts fortuits, aléas et prolongations.

La production hydraulique brute s'élève à 24,6 TWh ⁽¹⁾, en baisse de 5,4 % (- 1,4 TWh) par rapport au premier semestre 2020. Cette baisse s'explique principalement par une hydraulité légèrement défavorable en 2021, alors qu'elle avait été supérieure aux moyennes historiques en 2020 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flammes ont été sollicitées à hauteur de 5,2 TWh soit + 1,7 TWh par rapport au premier semestre 2020.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en hausse de 3,9 TWh, dont + 8,5 TWh liés à l'impact du climat.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 38,2 TWh, stable par rapport au premier semestre 2020. Les hausses des ventes aux clients finaux, des volumes soumis à l'Arenh et la baisse des achats d'obligations d'achat sont compensées par la hausse des productions nucléaire et thermique à flamme.

4.1.1.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 9 096 millions d'euros, en hausse de 957 millions d'euros (+ 11,8 %) par rapport à 2020.

Concernant Enedis ⁽²⁾, la hausse du chiffre d'affaires bénéficie principalement du climat froid au premier semestre de 2021 comparé au climat doux du premier semestre 2020 (+ 333 millions d'euros), d'un effet prix favorable (+ 355 millions d'euros) principalement du fait de l'évolution de l'indexation du TURPE 5 distribution ⁽³⁾ et de la hausse des recettes liées aux raccordements (+ 174 millions d'euros).

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 21,9 TWh en 2021 (vs 22,7 TWh en 2020).

(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

(3) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,75 % au 1^{er} août 2020.

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI sont en hausse de 105 millions d'euros.

4.1.1.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 807 millions d'euros, en hausse organique de 63 millions d'euros (+ 8,2 %) par rapport au premier semestre 2020.

Les volumes produits s'élèvent à 8,8 TWh à fin juin 2021, en hausse organique de 10,6 % par rapport au premier semestre 2020, du fait de la progression des capacités mises en service.

Malgré les mises en service au second semestre 2020 et en 2021, le chiffre d'affaires de la production affiche une croissance organique modérée de 1,6 % en raison de conditions de vent exceptionnellement favorables en France et au Royaume-Uni au premier trimestre 2020. L'épisode de froid extrême au Texas n'a pas eu d'impact significatif sur le chiffre d'affaires d'EDF Renouvelables qui a cependant été amené à réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels.

Par ailleurs, les activités sur le solaire distribué aux Etats-Unis enregistrent une croissance de leur chiffre d'affaires, reflet de la progression des MW installés, avec un effet limité en EBE. Par ailleurs, les frais de développement refacturés aux entités en partenariats (mises en équivalence) sont en augmentation par rapport au premier semestre 2020.

4.1.1.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 2 326 millions d'euros, en hausse organique de 313 millions d'euros (+ 15,7 %) par rapport au premier semestre 2020.

Cette évolution s'explique par le retournement de l'impact de la crise sanitaire sur le volume d'activités (au premier semestre 2020 : travaux à l'arrêt, services aux industries et aux bâtiments fortement réduits), par la forte hausse du prix du gaz sans répercussion sur l'EBE et par le dynamisme commercial en France dans l'activité du froid industriel et au Royaume-Uni. Le chiffre d'affaires bénéficie également de l'effet climat du fait des conditions un peu plus fraîches que la normale en 2021 par rapport à un premier semestre 2020 plus doux.

4.1.1.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 1 634 millions d'euros au premier semestre 2021, en croissance organique de 11,0 % par rapport au premier semestre 2020. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette forte hausse s'explique par la croissance des activités Base Installée, Combustible et Grands Projets.

4.1.1.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 4 887 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 292 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020. Hors effets de change (+ 30 millions d'euros) et effet périmètre (+ 5 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 5,6%.

Cette hausse s'explique par le rétablissement des activités de commercialisation sur le segment professionnel et par la hausse des volumes de vente aux particuliers qui avait été fortement marqués par les effets du premier confinement au second trimestre 2020, par le climat froid et par un nombre de clients plus important suite à l'intégration de Green Network Energy (GNE). Ces effets favorables sont partiellement compensés par la baisse de la production nucléaire (- 1,8 TWh) (en lien notamment avec la prolongation de l'arrêt de Sizewell B) et de la production thermique (- 1,1 TWh) ainsi que par la baisse des prix réalisés du nucléaire tenant compte de rachats d'énergie à prix élevés.

4.1.1.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 3 911 millions d'euros, en hausse organique de 1 015 millions d'euros (+ 34,9 %) par rapport au premier semestre 2020.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en croissance, en lien avec la hausse des prix sur l'ensemble des marchés (avec un effet limité sur la marge). Le rebond, post crise sanitaire de 2020, sur les volumes vendus aux clients professionnels, l'hiver plus rigoureux que l'an dernier et la hausse des ventes de gaz pour la production thermoélectrique contribuent aussi à cette augmentation des volumes.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en croissance, notamment en raison de la hausse des prix de l'électricité. La baisse des ventes sur le haut de portefeuille n'a pas été compensée par la hausse des ventes sur le segment résidentiel ni par le rebond post-crise sanitaire.

4.1.1.8 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 de ce segment s'élève à 1 394 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse organique de + 159 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020 (+ 12,8 %).

En Belgique ⁽¹⁾, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 33 millions d'euros (+ 3,7 %) par rapport au premier semestre 2020. Il bénéficie de la hausse des volumes vendus aux clients professionnels, industriels et particuliers, et de l'effet climat. Le marché des clients particuliers est toujours marqué par une forte intensité concurrentielle. Le chiffre d'affaires sur le premier semestre 2021 est pénalisé par la baisse des prix à terme en 2020. L'indexation annuelle des contrats (notamment des clients résidentiels) qui s'opère au fur et mesure durant l'année ne reflète pas encore intégralement la hausse récente des prix du gaz sur les marchés de gros. Le développement éolien se poursuit avec une capacité nette installée de 557 MW ⁽²⁾ à fin juin 2021.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en progression de 84 millions d'euros en organique (+ 35,3%) principalement du fait de la hausse des volumes vendus sur le marché et de la réévaluation, en novembre 2020, de 28 % du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en lien avec l'évolution (sans impact sur l'EBE) de la taxe ICMS⁽³⁾. Au premier semestre, l'effet change est défavorable (dépréciation du Réal Brésilien face à l'Euro).

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

(2) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 600 MW (588 MW à fin décembre 2020).

(3) Impôt sur la Circulation des Marchandises et des Services au Brésil.

Au Vietnam, le chiffre d'affaires est en progression de 39 millions d'euros en organique (+ 36 %) en lien avec une augmentation du prix du gaz (en pass through donc sans impact sur l'EBE).

4.1.1.9 Autres métiers

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

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 1 887 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse organique de 700 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020 (+ 58,3 %).

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 859 millions d'euros, en augmentation organique de 433 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020. Cette hausse s'explique essentiellement par l'effet favorable de la hausse des prix de marché de gros du gaz (+ 323 millions d'euros).
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 781 millions d'euros, en hausse organique de 45,0 % par rapport au premier semestre 2020. La performance des activités de trading reste très soutenue en Europe et aux Etats-Unis, en lien notamment avec la très forte volatilité des marchés de commodities.

4.2 EBE

L'EBE consolidé du Groupe s'élève à 10 601 millions d'euros au 30 juin 2021, en hausse de 29,3 % par rapport au premier semestre 2020. Hors effets de change (- 35 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 6 millions d'euros), l'EBE est en hausse organique de 29,8 %. Cette croissance s'explique essentiellement par une progression de la production nucléaire en France et un climat plus froid dans un contexte de hausse des prix de l'électricité et du gaz. La croissance des activités de raccordement par rapport au premier semestre 2020 contribue également à cette amélioration.

Par ailleurs, l'EBE du premier semestre 2021 est également en progression de 26,8 % par rapport au premier semestre 2019 qui n'avait pas été affecté par la crise Covid. Cette croissance est principalement portée par l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz, ainsi que par l'augmentation du tarif de distribution (TURPE). La très bonne performance de l'activité de trading et la baisse de l'impôt de production contribuent aussi à ce résultat. Le niveau de production nucléaire en France est en recul de 22 TWh entre le premier semestre 2021 et la même période en 2019 du fait de la fermeture de Fessenheim (- 7 TWh), de reports d'arrêts dus au Covid (- 6,4 TWh) et d'un programme de maintenance chargé dans le cadre du Grand Carénage. La production nucléaire au Royaume-Uni reste affectée par de nombreux arrêts.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	39 621	34 710	4 911	+ 14,1	+ 13,7
Achats de combustible et d'énergie	(18 753)	(16 550)	(2 203)	+ 13,3	+ 12,1
Autres consommations externes	(3 629)	(3 469)	(160)	+ 4,6	+ 4,6
Charges de personnel	(7 273)	(7 020)	(253)	+ 3,6	+ 3,6
Impôts et taxes	(2 509)	(2 813)	304	- 10,8	- 10,3
Autres produits et charges opérationnels	3 144	3 338	(194)	- 5,8	- 5,3
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	10 601	8 196	2 405	+ 29,3	+ 29,8

4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 18 753 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 2 203 millions d'euros (+ 13,3 %) et en hausse organique de 1 999 millions d'euros (+ 12,1 %) par rapport au premier semestre 2020.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 6 912 millions d'euros, en hausse organique de 52 millions d'euros (+ 0,8 %) par rapport au premier semestre 2020.
 - Au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 380 millions d'euros (+ 12,5 %) est principalement liée à l'augmentation des volumes de ventes d'électricité sur les segments des entreprises et des particuliers pour les activités de commercialisation ainsi qu'à l'impact défavorable de la hausse des prix de marché sur les rachats d'énergie.
 - En **Italie**, la hausse de 917 millions d'euros (+ 43,5%), est essentiellement liée à celles du prix du gaz et des volumes de gaz (sur le marché de gros).
 - EDF Renouvelables** enregistre une baisse organique de 110 millions d'euros (- 42,6 %), principalement liée aux conséquences de l'épisode climatique texan survenu au premier trimestre 2021 et qui a amené EDF Renouvelables à réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 3 629 millions d'euros, en hausse organique de 158 millions d'euros (+ 4,6 %) par rapport au premier semestre 2020.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes s'élèvent à 933 millions d'euros. La hausse organique de 111 millions d'euros (+ 13,5 %) reflète notamment la reprise économique par rapport au second trimestre 2020, et la hausse d'activité du parc nucléaire.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 683 millions d'euros. La baisse organique de 13 millions d'euros (- 1,9 %) reflète la hausse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au

réseau partiellement compensée par la hausse d'activité (absence de confinement dur).

- Au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 56 millions d'euros (- 13,7 %) suite notamment à une capitalisation plus importante de dépenses en lien avec des arrêts pour maintenance plus nombreux sur le parc nucléaire.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 35 millions d'euros (+ 13,5 %) principalement liée à la croissance des activités renouvelables aux Etats-Unis.
 - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 92 millions d'euros (+ 13,4 %) reflétant la reprise des activités de services et de travaux fortement impactés au premier semestre 2020 par la crise sanitaire.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 7 273 millions d'euros, en hausse de 253 millions d'euros (+ 3,6 %).
- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 2 987 millions d'euros et sont en baisse de 32 millions d'euros (- 1,1 %), traduisant notamment l'impact de l'accord de relance d'activité 2020 sans équivalent en 2021, les baisses d'effectifs compensant les augmentations des rémunérations.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 1 626 millions d'euros et sont quasiment stables (- 0,4 %) par rapport au premier semestre 2020. Les effets prix sur les rémunération et les charges sociales compensent l'arrêt de l'accord de relance d'activité. Les effectifs moyens sont en légère baisse par rapport à 2020.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse de 21 millions d'euros (+ 10,8 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs notamment en lien avec la croissance des activités de développement et construction.
 - **Dalkia** enregistre une hausse de 50 millions d'euros (+ 9,4 %) s'expliquant par la reprise des activités de service impactées au premier semestre 2020 par la crise sanitaire (baisse d'activité avec recours au chômage partiel en France et au Royaume-Uni), par une augmentation des effectifs pour accompagner le développement commercial et par l'évolution de la rémunération.
 - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnels sont en hausse de 108 millions d'euros (+ 19,8 %) en raison notamment de l'enregistrement, à fin juin, d'un paiement incitatif aux salariés lié à la réforme du système de retraite (passage à un fonds à cotisations définies) qui sera majoritairement versé en août, et dont les économies attendues commenceront à être observées en grande partie à partir du second semestre ; du paiement d'heures supplémentaires en hausse, en lien avec un nombre plus important d'arrêts sur le parc nucléaire, et à l'emploi de ressources supplémentaires suite à l'intégration de Green Network Energy (GNE).
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 2 509 millions d'euros au premier semestre 2021, en baisse de 304 millions d'euros (- 10,8 %) par rapport au premier semestre 2020.
- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse de 243 millions d'euros (- 12,4 %) est principalement attribuable au projet de loi de finance (PLF) qui prévoit une baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse de 84 millions d'euros (- 14,4 %) s'explique également par la réduction des impôts de production.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 144 millions d'euros au premier semestre 2021, en baisse de 194 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020 (- 5,8 %).
- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse du produit net pour 377 millions d'euros (- 15,0 %) est principalement attribuable à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE).
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse de 62 millions d'euros (+ 9,1 %) s'explique principalement par une diminution des provisions pour risques et avoirs sur les irrécouvrables fournisseurs.

4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	4 838	3 894	944	+ 24,2	+ 24,2
France - Activités régulées	3 210	2 460	750	+ 30,5	+ 30,5
EDF Renouvelables	294	418	(124)	- 29,7	- 26,1
Dalkia	215	165	50	+ 30,3	+ 29,7
Framatome	183	98	85	+ 86,7	+ 94,9
Royaume-Uni	267	438	(171)	- 39,0	- 39,7
Italie	534	380	154	+ 40,5	+ 41,6
Autre international	206	208	(2)	- 1,0	+ 5,8
Autres métiers	854	135	719	n.a.	n.a.
EBE GROUPE	10 601	8 196	2 405	+ 29,3	+ 29,8

n.a. : non applicable

4.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

L'impact net sur l'EBE de la hausse de la production nucléaire de 7,7 TWh et de la baisse de 0,8 TWh de la production hydraulique après déduction des pompages est estimé à + 325 millions d'euros.

Les prix de l'énergie ont un impact positif sur l'EBE estimé à 30 millions d'euros. En effet, la hausse des prix pendant le premier semestre 2021 a eu un effet favorable sur les ventes d'énergie sur les marchés quasi compensé par la hausse des prix sur les achats. Pour rappel, les achats d'énergie en 2020 avaient été réalisés à des prix très faibles.

A l'aval, malgré l'effet de la perte de clients pour 6,6 TWh, l'évolution est favorable pour un montant estimé à 234 millions d'euros, compte tenu de l'effet positif des prix de la capacité facturée aux clients.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie à hauteur de 257 millions d'euros de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.

4.2.2.2 France - Activités régulées

La forte progression de l'EBE s'explique par une hausse des volumes distribués de 10,8 TWh, en lien avec un climat plus froid, pour 204 millions d'euros, ainsi que par la croissance des prestations de raccordement au réseau pour un montant estimé à 174 millions d'euros. L'évolution des prix a un effet positif de 220 millions d'euros, principalement en lien avec l'indexation des TURPE 5 ⁽¹⁾ distribution et transport intervenue au 1er août 2020. Par ailleurs, l'EBE bénéficie à hauteur de 74 millions d'euros de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.

4.2.2.3 EDF Renouvelables

La vague de froid extrême au Texas a un impact négatif significatif sur l'EBE de production estimé à 94 millions d'euros. En effet, EDF Renouvelables a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels, et a dû enregistrer une perte de valeur d'un de ses parcs impactant le résultat net. La production est en hausse de 10,6 % tirée par les capacités mises en service. La contribution à l'EBE des opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » aux Etats-Unis est plus limitée au premier semestre 2021 qu'au premier semestre 2020.

4.2.2.4 Dalkia

La progression de l'EBE s'explique par la reprise des activités de services et de travaux après un premier semestre 2020 marqué par la fermeture de nombreux sites clients et les reports de chantiers. Le climat plus froid ainsi que l'activité commerciale au Royaume-Uni lors du premier semestre 2021 ont un effet favorable sur l'EBE comme l'illustre le contrat signé par la filiale britannique de Dalkia, Breathe, qui accompagne quatre hôpitaux lauréats du fonds de décarbonation public pour un montant de travaux de rénovation énergétique de 100 millions de livres sterling.

4.2.2.5 Framatome

La très forte progression de l'EBE s'explique par une meilleure production dans les usines de « Combustibles » et de « Fabrication de composants », en partie liée à la reprise d'activité suite à la crise sanitaire et par des volumes de ventes plus importants sur les activités de « Grands projets » et de « Base installée » principalement aux Etats-Unis. Le plan d'action sur les coûts de structure s'est poursuivi.

4.2.2.6 Royaume-Uni

L'évolution de l'EBE s'explique essentiellement par le retrait de la production nucléaire pour 1,8 TWh en particulier lié la prolongation de l'arrêt de Sizewell B, et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire tenant compte de la nécessité de rachats d'électricité à des prix élevés. L'activité de commercialisation est en progression par rapport à un premier semestre 2020 qui avait été pénalisé lors de la crise sanitaire, en particulier sur le segment des clients professionnels.

4.2.2.7 Italie

La forte croissance de l'EBE s'explique notamment par une reprise de l'activité de commercialisation et des services et par un climat plus froid en 2021.

Dans les activités de gaz, la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas a un effet positif sur l'EBE du semestre 2021. En revanche, l'EBE pâtit d'une réduction des marges sur certains actifs gaziers. Dans les activités d'électricité, l'EBE progresse du fait d'une meilleure disponibilité des CCGT (cycle combiné gaz) et de l'optimisation des services au système électrique. En outre, la contribution de la production d'énergie renouvelable est en hausse.

4.2.2.8 Autre international

En **Belgique** ⁽²⁾ la baisse de l'EBE s'explique essentiellement par une diminution de la production des parcs éoliens, en lien avec des conditions de vent moins favorables qu'en 2020. La capacité éolienne installée s'élève à 557 MW ⁽³⁾, soit + 1,6 % par rapport à fin 2020. La production nucléaire est également en baisse, conduisant à effectuer des rachats d'électricité à des prix élevés. La meilleure disponibilité des centrales thermiques a permis une bonne production et une augmentation des services rendus au système électrique. Après un ralentissement en 2020 du fait de la crise sanitaire, les activités de services sont en croissance et les activités commerciales résistent bien dans un contexte toujours marqué par une forte intensité concurrentielle et par l'extension des tarifs sociaux.

Au **Brésil**, l'EBE est en croissance organique de 59,3 % grâce à l'augmentation en novembre 2020 de 28 % du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense, ainsi qu'aux ventes à prix élevé sur le marché spot. Cet effet favorable est partiellement compensé par la dépréciation du Réal Brésilien face à l'euro.

(1) Indexation du TURPE 5 distribution de +2,75 % et transport de - 1,08 % au 1^{er} août 2020.

(2) Luminus et EDF Belgium.

(3) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 600 MW à fin juin 2021 (+2 %).

4.2.2.9 Autres métiers

La hausse de l'EBE des activités gazières s'explique par la nette amélioration des spreads Etats-Unis -Europe à moyen et long terme.

L'EBE d'EDF Trading⁽¹⁾ s'élève à 608 millions d'euros, en hausse organique de 56,3 % par rapport au premier semestre 2020. La croissance de la marge de trading s'explique par une très bonne performance des activités de trading en Europe et aux Etats-Unis, profitant de la forte volatilité des marchés de commodities pendant le semestre.

4.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 4 272 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 2 648 millions d'euros (+ 163,0 %) et en hausse organique de 2 682 millions d'euros (+ 165,1 %).

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %
EBE	10 601	8 196	2 405	+ 29,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(541)	(323)	(218)	+ 67,5
Dotations aux amortissements *	(5 194)	(5 358)	164	- 3,1
(Pertes de valeur)/reprises	(502)	(738)	236	- 32,0
Autres produits et charges d'exploitation	(92)	(153)	61	- 39,9
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 272	1 624	2 648	+ 163,1

*Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

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* augmentent de 218 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020, en lien avec les opérations portées par EDF Trading pour le compte des entités d'EDF.

4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements diminuent de 164 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020 principalement portées par le segment **France - Activités de production et commercialisation** (166 millions d'euros) et qui s'explique essentiellement par l'augmentation des investissements plus que compensée par l'allongement de la durée de vie des centrales du palier 1 300 MWe.

4.3.3 Pertes de valeur/reprises

Au premier semestre 2021, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 502 millions d'euros principalement liées à l'activité nucléaire au **Royaume-Uni** compte tenu de la décision de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B⁽²⁾. Dans une moindre mesure, des pertes de valeur ont été comptabilisées sur les parcs photovoltaïques d'**EDF Renouvelables** compte tenu d'un projet de décret prévoyant, à compter d'octobre 2021, la réduction des tarifs d'achat de l'électricité des parcs de plus de 250 kWc dont les contrats ont été conclus entre juillet 2006 et août 2010.

4.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

Au premier semestre 2021, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 92 millions d'euros. Ils sont portés pour + 227 millions d'euros par le segment **France - Activités de production et commercialisation** principalement au titre de la transaction Areva⁽³⁾, compensée en partie par les travaux de réparation des soudures des traversées vapeur sur le chantier de Flamanville 3 ; pour - 182 millions d'euros, par le segment **Royaume-Uni** principalement au titre de la décision de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B ; et pour - 125 millions d'euros par le segment **Italie** principalement au titre de litiges ex Montedison.

(1) Voir en section 1 « Événement de froid extrême au Texas ».

(2) Le 7 juin 2021, EDF a décidé de mettre la centrale nucléaire AGR de Dungeness B, située dans le sud de l'Angleterre, en phase de déchargement du combustible.

(3) Accord transactionnel du 29 juin 2021 prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité de 563 m€ d'ici le 31 décembre 2021 et permettant de clore l'ensemble des différends entre EDF et Areva relatifs au contrat d'acquisition de Framatome conclu en 2017 ainsi qu'à leurs relations commerciales antérieures à l'acquisition.

4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(754)	(868)	114	- 13,1
Effet de l'actualisation	(1 016)	(1 172)	156	- 13,3
Autres produits et charges financiers	2 631	(262)	2 893	n.a.
RÉSULTAT FINANCIER	861	(2 302)	3 163	n.a.

n.a. : non applicable

Le résultat financier représente un produit de 861 millions d'euros en 2021, en amélioration de 3 163 millions d'euros par rapport à celui du premier semestre 2020. Cette évolution s'explique par :

- une amélioration des autres produits et charges financières de 2 893 millions d'euros principalement du fait de la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés (+ 2 666 millions d'euros) (voir 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ») ;
- la diminution de l'effet de la désactualisation de 156 millions d'euros, en raison principalement de la baisse du taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi entre fin 2019 et fin 2020.
Le taux d'actualisation réel des provisions nucléaires est resté inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il s'établit à 3,4 % au 30 juin 2021, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,3 % (respectivement 3,6 % et 1,3 % au 30 juin 2020) ;
- une amélioration du coût de l'endettement financier brut pour + 114 millions d'euros en raison du niveau de la dette, plus faible sur le premier semestre 2021 par rapport au premier semestre 2020 et des opérations de refinancement dans un contexte de taux bas.

4.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 1 458 millions d'euros au 30 juin 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,4 % (contre un produit de 42 millions d'euros au 30 juin 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 6,2 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 1 500 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 5 811 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 651 millions d'euros. Cette charge d'impôt est également affectée par l'effet défavorable combiné de l'écart de taux d'imposition entre la France et le Royaume-Uni et de la hausse à compter de 2023 du taux normatif d'imposition de 19% à 25% au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était déjà passé de 17% à 19%), malgré l'effet favorable de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en juin 2021 en Italie. Dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid 19, les sociétés italiennes bénéficient, en effet, de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, Art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs sur leur valeur comptable. Cette possibilité ayant été étendue aux goodwill par la loi de finances pour 2021 (loi n°178/2020), les sociétés italiennes du groupe ont opté, au 30 juin 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et de leurs goodwill. En contrepartie du paiement d'un impôt de 3% de la valeur réalignée, les sociétés appliquant la mesure pourront déduire un amortissement fiscal de la valeur réalignée, porteur d'économies d'impôt futures.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeurs, les impacts du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la réévaluation fiscale des actifs en Italie), le taux effectif d'impôt ressort à 26,5 % au 30 juin 2021 contre un taux de 24,3 % au 30 juin 2020.

4.6 Résultat net courant

Le résultat net courant ⁽¹⁾ s'établit à 3 740 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 2 473 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020 (voir la note 18.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2021).

4.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 4 172 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 4 873 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020. Il s'explique par la hausse du résultat net courant et intègre notamment des variations nettes de juste valeur pour + 1 003 millions après impôt (sur les actifs financiers et les instruments dérivés de couverture de matières premières). Il tient compte des charges liées à l'arrêt anticipé de la centrale de Dungeness B et de surcoûts afférents aux reprises des soudures du chantier de l'EPR de Flamanville 3. Il intègre également un produit net après impôt de 370 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre EDF et Areva le 29 juin 2021.

(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.

Montants 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 :

- 571 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants au premier semestre 2021 contre - 1 032 millions d'euros au premier semestre 2020 ;
- 393 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 2021, contre - 249 millions d'euros au premier semestre 2020 ;
- + 1 396 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres au premier semestre 2021 contre - 686 millions d'euros au premier semestre 2020.

5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020 ⁽⁵⁾	Variation en valeur	Variation en %
EBE	10 601	8 196	2 405	+ 29,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(391)	(304)		
EBE Cash	10 210	7 892		
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 896)	(1 364)		
Investissements nets ⁽¹⁾ (hors cessions Groupe 2020-2022)	(7 679)	(6 988)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(69)	(56)		
Cash-flow généré par les opérations ⁽²⁾	566	(516)	1 082	n.a.
Cessions d'actifs	420	-		
Impôt sur le résultat payé	(343)	(368)		
Frais financiers nets décaissés	(393)	(591)		
Actifs dédiés	(79)	54		
Dividendes versés en numéraire	(411)	(408)		
Cash-flow Groupe ⁽³⁾	(240)	(1 829)		
Emissions emprunts hybrides	1 235	-		
Remboursement emprunts hybrides	-	-		
Autres variations monétaires	(293)	(125)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	702	(1 954)		
Effet de la variation de change	(304)	467		
Autres variations non monétaires	885	637		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	1 283	(850)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession ⁽⁴⁾	-	(19)		
Endettement financier net ouverture	42 290	41 133		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	41 007	42 002		

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2020-2022.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe 2020-2022 et yc HPC et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(3) 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 comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations défini en note (3) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

(4) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

(5) Les données publiées au titre du premier semestre 2020 intègrent un reclassement de 69 M€ entre les frais financiers nets décaissés, les actifs dédiés et les autres variations non monétaires.

n.a. non applicable

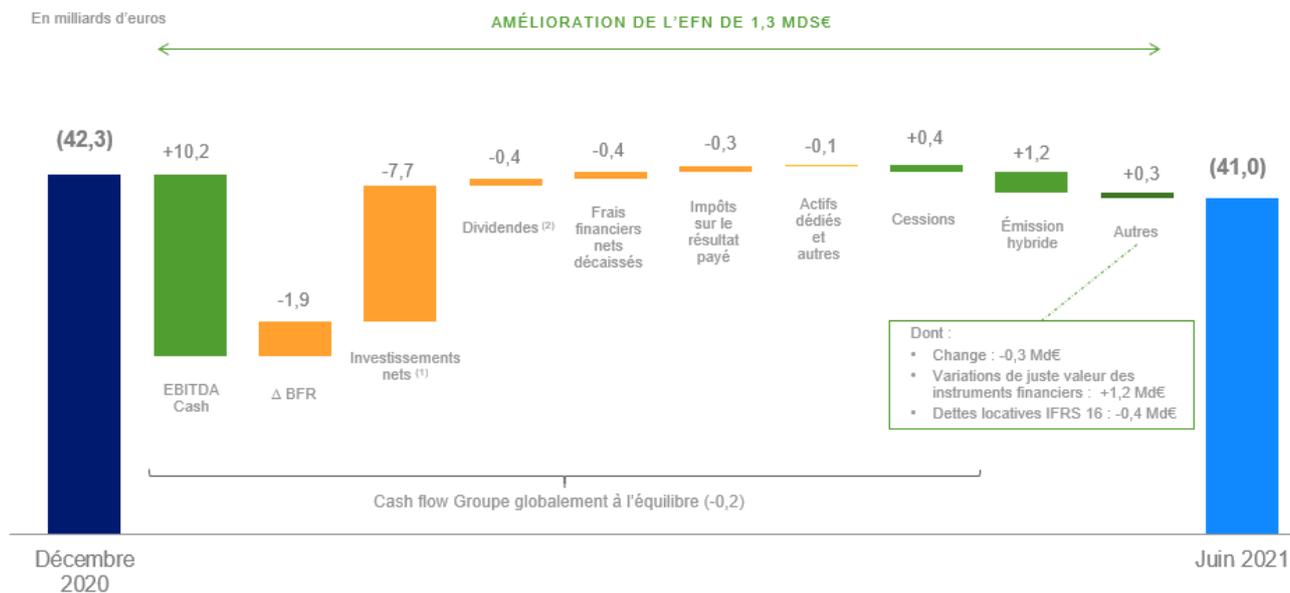
5.1 Endettement financier net

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 41 007 millions d'euros au 30 juin 2021. Il était de 42 290 millions d'euros au 31 décembre 2020.

La baisse de l'endettement net de 1,3 milliard d'euros par rapport à fin 2020 est principalement portée par l'EBE cash (+ 10,2 milliards d'euros) et l'émission hybride ⁽¹⁾ (+ 1,2 milliard d'euros), partiellement compensés par les investissements nets (- 7,7 milliards d'euros) et par la variation du besoin en fonds de roulement (- 1,9 milliard d'euros).

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2020 et le 30 juin 2021



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.

(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

(2) Dividendes versés, y compris la rémunération des obligations hybrides.

5.2 Cash-flow généré par les opérations ⁽²⁾

Le cash-flow généré par les opérations⁽²⁾ s'établit à 566 millions d'euros au premier semestre 2021 contre - 516 millions d'euros au premier semestre 2020, soit une hausse de 1 082 millions d'euros.

5.2.1 EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non cash s'élève à 10 210 millions d'euros, en augmentation de 2 318 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020, principalement du fait :

- de la hausse de la marge brute et de la baisse des impôts et taxes sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** ;
- de la hausse de la marge brute acheminement et hors acheminement d'**Enedis** ;
- de la hausse de la marge trading conjuguée à une baisse des positions latentes sur les instruments financiers d'**EDF Trading**.

5.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de 1 896 millions d'euros au premier semestre 2021. Cette variation s'explique principalement par la dégradation du BFR de l'activité optimisation/trading (- 1 101 millions d'euros) et la saisonnalité des dettes fournisseurs (- 880 millions d'euros).

De la même manière, l'écart de variation de BFR entre 2020 et 2021 (- 532 millions d'euros), s'explique essentiellement par l'activité d'optimisation/trading (- 421 millions d'euros).

5.2.3 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions 2020-2022, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 7 679 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 691 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020 qui était en recul du fait du Covid.

(1) L'émission hybride n'est pas comptabilisée dans l'endettement brut conformément aux normes comptables.

(2) Hors plan de cession Groupe 2020-2022.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2021	1 ^{er} semestre 2020	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	2 655	2 812	(156)	- 6
France - Activités régulées	2 407	2 009	398	20
EDF Renouvelables	368	591	(222)	- 38
Dalkia	80	27	53	200
Framatome	74	83	(8)	- 10
Royaume-Uni	1 433	1 239	194	16
Italie	486	166	320	193
Autre international	197	30	167	561
Autres métiers	(21)	31	(52)	- 168
INVESTISSEMENTS NETS	7 679	6 988	691	10

- Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en baisse de - 156 millions d'euros, du fait de la baisse des dépenses sur la maintenance nucléaire et des dépenses sur Flamanville 3.
- Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** (yc Linky) sont en hausse de 398 millions d'euros, suite à la hausse sensible des raccordements et au report de certains travaux de 2020 du fait de la crise sanitaire.
- Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** sont en baisse de 222 millions d'euros en lien avec la hausse des subventions perçues aux USA.
- Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en hausse de 194 millions d'euros compte tenu de la hausse des investissements dans le projet HPC (+ 261 millions d'euros) partiellement compensée par l'acquisition de Pod Point dans le secteur de la mobilité électrique réalisée en 2020, sans équivalent en 2021.
- En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 320 millions d'euros, du fait notamment d'acquisitions dans le secteur du renouvelable et de projets de développement de centrales de production thermique.
- L'acquisition d'Essent par Luminus explique en grande partie la hausse des investissements nets sur le segment **Autre International**.

5.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à - 240 millions d'euros au premier semestre 2021, en nette progression par rapport au premier semestre 2020 où il s'élevait à - 1 829 millions d'euros.

5.3.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent au premier semestre 2021 à 420 millions d'euros, du fait principalement de la cession de l'activité E&P en Norvège et de la cession d'IDG (réseau de distribution de gaz) en Italie.

5.3.2 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 (voir la section 7.1.6).

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

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- 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.

À fin juin 2021, les flux nets de - 79 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.3.3 Dividendes versés en numéraire

A fin juin 2021, EDF a versé 411 millions d'euros au titre :

- du dividende 2020 versé par EDF SA (36 millions d'euros) ;
- de la rémunération versée en 2021 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (288 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (87 millions d'euros).

5.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro ⁽¹⁾) a un impact défavorable de 304 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

5.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires sont de 885 millions d'euros au premier semestre 2021 contre 637 millions d'euros au premier semestre 2020 et sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

5.6 Ratios financiers

	30/06/2021	31/12/2020	31/12/2019
Endettement financier net/EBE	2,21 ⁽¹⁾	2,61	2,46
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽²⁾	39 %	43 %	42 %

(1) Le ratio au 30 juin 2021 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2020 et du premier semestre 2021.

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

(1) Appréciation de 4,8 % de la livre sterling face à l'euro : 1,165 €/£ au 30 juin 2021 et 1,112 €/£ au 31 décembre 2020 ;
Appréciation de 3,2 % du dollar américain face à l'euro : 0,841 €/€ au 30 juin 2021 et 0,815 €/€ au 31 décembre 2020.

6 PERSPECTIVES FINANCIERES

Les objectifs 2021 ont été rehaussés et les ambitions 2022 confirmées, sous réserve des impacts d'un nouveau resserrement des restrictions sanitaires.

Objectifs 2021

- EBE ⁽¹⁾ : > 17,7 Mds€
- Endettement financier net/EBE ⁽¹⁾ : < 2,8x

Ambitions 2022

- Réduction des charges opérationnelles ⁽²⁾ : 500 m€ entre 2019 et 2022
- Cessions Groupe 2020-2022 ⁽³⁾ : ~ 3 Mds€
- Endettement financier net/EBE ⁽¹⁾ : ~ 3x

Dividende

- Taux de distribution cible du Résultat net courant 2021 et 2022 ⁽⁴⁾ : 45 % - 50 %.

État engagé à opter pour un paiement en actions du dividende relatif à l'exercice 2021

7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

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 de 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 opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tel 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, notamment 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 du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaires de indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

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

7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

7.1.1.1 Position de liquidité

Au 30 juin 2021, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 17 678 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 757 millions d'euros.

Sur l'année 2021, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2021 s'élèvent à 4 761 millions d'euros, dont 791 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 30 juin 2021, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

7.1.1.2 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. Le 26 mai 2021, 1,25 milliards d'euros de dettes sociales hybrides ont été émises au taux initial de 2,625%.

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 ;

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2021. Objectif d'EBITDA révisé à la hausse le 7 juillet 2021.

(2) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. A périmètre, normes, taux de change et taux d'actualisation des retraites constants et hors inflation. Hors coûts des ventes des activités de services énergétiques, et des services d'ingénierie nucléaire de Framatome et de projets spécifiques tels que Jaitapur.

(3) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe (définition Standard and Poor's).

(4) Taux de distribution du résultat net courant ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.

- 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 terme 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 et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP et 10 milliards de dollars américains pour les US CP.
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 30 juin 2021, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 918 millions d'euros et de 360 millions de dollars US CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros *via* son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 30 juin 2021 s'établit à 15,3 ans contre 14,5 ans au 31 décembre 2020. Celle d'EDF SA s'établit à 16,0 ans contre 15,0 ans au 31 décembre 2020.

Au 30 juin 2021, EDF SA dispose d'un montant global de 9 952 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 décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2021 ;
- les lignes bilatérales représentent 5 952 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juin 2024. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- les lignes de crédit BEI ont été tirées intégralement au 30 juin 2021, pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 250 millions d'euros (ces 4 lignes étant déjà intégralement tirées au 31 décembre 2020) et de 400 millions d'euros.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 689 millions d'euros (400 millions disponibles), ainsi qu'une ligne de crédit pour un montant de 130 millions d'euros qui a été tirée pour 100 millions d'euros au 30 juin 2021.

7.1.2 Notation financière

Au 30 juin 2021, 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 :

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

n. a. = non applicable.

7.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les TRI des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 49 % et 51 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2021 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2021, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

30 juin 2021 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	31 917	16 627	48 544	79%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	16 432	- 13 468	2 964	5%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 139	- 1 255	8 884	14%
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 015	- 1 904	1 111	2%
TOTAL DES EMPRUNTS	61 503	0	61 503	100%

* 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 2021 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

30 juin 2021 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 544	-	48 544
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 964	296	3 260
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 884	888	9 772
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 111	111	1 222
TOTAL DES EMPRUNTS	61 503	1 295	62 798

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute 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 liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe :

POSITION DES ACTIFS NETS

30 juin 2021 * (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	6 578	1 450	1 784	3 344
CHF (Suisse)	30		23	7
PLN (Pologne)	279		153	126
GBP (Royaume-Uni)	20 195	5 435	4 873	9 887
BRL (Brésil)	1 671			1 671
CNY (Chine)	11 116			11 116

* Actifs nets : vision au 30 juin 2021 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 30 juin 2021. 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 titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi.

Au 30 juin 2021, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 69 % à taux fixe et 31 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 189 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2021 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,27 % à fin juin 2021.

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 2021 :

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

30 juin 2021 (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	56 614	-13 999	42 615	-
À taux variable	4 889	13 999	18 888	189
TOTAL DES EMPRUNTS	61 503	0	61 503	189

7.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est principalement localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 7.1.6 « 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 SA sont investis à hauteur de 31,1 % en actions fin juin 2021, soit un montant actions de 4,1 milliards d'euros.

Au 30 juin 2021, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis respectivement à hauteur de 10 % et 12 % en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés), ce qui représente un montant actions de 279 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2021, le fonds de British Energy est investi à hauteur de 12 % en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés), soit un montant actions de 946 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

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

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 14.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. 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.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2018. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux

représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) et par EDF Invest.

La poche « trésorerie » du portefeuille de taux sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcée de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La gestion tactique des actifs de croissance et des actifs de taux est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux ;
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portefeuille ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle ⁽¹⁾ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI).

Au 30 juin 2021, la valeur globale du portefeuille s'élève à 35 903 millions d'euros, contre 33 848 millions d'euros à fin décembre 2020. Leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 14.1.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021.

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	30/06/2021			31/12/2020		
	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance semestrielle au 30/06/2021	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2020
Actifs de rendement	19,2 %	6 898	7,5 %	19,0 %	6 420	2,3 %
Actifs de croissance	41,0 %	14 705	14,4 %	40,5 %	13 692	10,3 %
Actifs de taux	39,8 %	14 300	- 0,5 %	40,5 %	13 736	4,1 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	100 %	35 903	6,9 %	100 %	33 848	5,9 %

Évolution du portefeuille sur le premier semestre 2021

L'évolution des actifs dédiés sur le premier semestre 2021 est décrite en note 14.1.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021.

Au premier semestre 2021, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 596 millions d'euros, dont + 116 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et + 1 480 millions d'euros d'autres titres (+ 1 970 millions d'euros avant impôts).

Au global, la performance du portefeuille des actifs dédiés constitué d'actifs de rendement, de croissance et de taux s'est élevée à + 6,9 %.

Le portefeuille des actifs non cotés gérés par EDF Invest, répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, s'élève à 7,5 milliards d'euros au 30 juin 2021 (y compris CTE) et a généré une performance totale de 7,8 % au premier semestre 2021.

Au premier semestre 2021, EDF Invest a complété son investissement au Royaume-Uni dans le domaine des compteurs intelligents et a réalisé de nouveaux investissements immobiliers en France et en Allemagne.

En l'absence d'obligation de dotation incombant à EDF en 2021, aucune dotation aux actifs dédiés n'a été réalisée sur le premier semestre 2021 (113 millions d'euros sur le premier semestre 2020 et 797 millions d'euros sur l'exercice 2020).

Les actifs de rendement, constitués d'actifs immobiliers et d'infrastructures pour 6,9 milliards d'euros au 30 juin 2021, ont généré au premier semestre 2021 une performance de 7,5 % composée des dividendes reçus et de la variation de la valeur de réalisation des participations. Cette performance solide est obtenue grâce à une bonne diversification sectorielle et géographique.

Du fait de la hausse des marchés cotés, la poche de croissance est ressortie avec une performance globale de + 14,4 % portée principalement par les actions cotées qui, pour toutes les poches géographiques (à l'exception de l'Asie Pacifique), ont surperformé leurs indices, modérément pour l'Europe (+ 0,3 %) et de manière beaucoup plus notable pour les pays émergents (+ 1,1 %). Le poids important des fonds orientés « value » a été globalement créateur de valeur, tandis que la surpondération du dollar a pesé sur la performance.

S'agissant des actifs de taux, la performance a été moins satisfaisante en absolu (- 0,5 %) mais très bonne en relatif. Ainsi sur les emprunts d'Etat, la sous sensibilité du portefeuille a permis de limiter la baisse à 2,4 % tandis que l'indice baissait de 3,0 %. Le portefeuille crédit a fini le semestre en hausse de 0,4% alors que son indice de référence était en baisse de 0,4%. La sous sensibilité a, là aussi, permis de limiter les pertes tandis que la très forte exposition aux subordonnées bancaires a été largement positive.

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 des actions cotées des actifs dédiés d'EDF au 30 juin 2021 s'élève à 14 301 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait au 30 juin 2021 à 12,93 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 26,6 % à fin 2020.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 849 millions d'euros.

À fin juin 2021, la sensibilité des obligations cotées (12 560 millions d'euros) s'établissait à 5,6, 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 697 millions d'euros. La sensibilité était de 5,5 à fin décembre 2020.

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de leur taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 30 juin 2021 à 3,4% (voir la note 14.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2021).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,9% au 30 juin 2021.

Dérogations en cours de validité accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du code de l'environnement

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée par le Groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. 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 trimestrielle des expositions du Groupe. 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 2021, 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 31/12/2020	91 %	8 %	1 %	100 %
au 31/03/2021	91 %	8 %	1 %	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 31/12/2020	6%	1%	9%	78%	6%	100%
au 31/03/2021	6%	1%	9%	76%	8%	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 collateral* 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. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2020. Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 2.2.2 – 2C du Document d'enregistrement universel 2020 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2020.

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.

En 2021, 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 2021, 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, le stop-loss n'a par ailleurs jamais été activé.

8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 3.3 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2021.

9 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2021

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté, ainsi que l'organisation du Groupe en matière de gestion et de contrôle de ses risques, dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel (URD) 2020 (pages 97 à 126). Le Document d'enregistrement universel 2020 a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 15 mars 2021 et est disponible sur son site Internet (www.amf-france.org), ainsi que sur celui du groupe EDF (www.edf.com).

Le Groupe restant soumis aux risques propres à son activité déjà identifiés, la présentation des principaux risques figurant dans l'URD 2020 reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des principaux risques et incertitudes auxquels le Groupe est exposé au 30 juin 2021 ou qui seraient susceptibles de l'affecter sur la seconde moitié de l'exercice en cours.

10 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les principaux litiges du groupe EDF sont présentés dans le Document d'enregistrement universel 2020 (voir en complément les notes 16.2 et 5.1.1 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2021).

11 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres sections.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS AU 30 JUIN 2021

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2021	S1 2020
Chiffre d'affaires	5.1	39 621	34 710
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(18 753)	(16 550)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(3 629)	(3 469)
Charges de personnel		(7 273)	(7 020)
Impôts et taxes		(2 509)	(2 813)
Autres produits et charges opérationnels	5.3	3 144	3 338
Excédent brut d'exploitation	5	10 601	8 196
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(541)	(323)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾		(5 194)	(5 358)
(Pertes de valeur)/reprises	10.4	(502)	(738)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(92)	(153)
Résultat d'exploitation		4 272	1 624
Coût de l'endettement financier brut		(754)	(868)
Effet de l'actualisation	8.1	(1 016)	(1 172)
Autres produits et charges financiers	8.2	2 631	(262)
Résultat financier	8	861	(2 302)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 133	(678)
Impôts sur les résultats	9	(1 458)	42
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	344	11
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(3)	(161)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		4 016	(786)
Dont résultat net - part du Groupe		4 172	(701)
Résultat net des activités poursuivies		4 175	(544)
Résultat net des activités en cours de cession		(3)	(157)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(156)	(85)
Activités poursuivies		(156)	(81)
Activités en cours de cession		-	(4)
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		1,25	(0,32)
Résultat dilué par action		1,17	(0,32)
Résultat par action des activités poursuivies		1,25	(0,27)
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,17	(0,27)

⁽¹⁾Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

⁽²⁾Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	Notes	S1 2021			S1 2020		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Résultat net consolidé		4 172	(156)	4 016	(701)	(85)	(786)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5	797	5	802	895	(2)	893
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(207)	(2)	(209)	(234)	-	(234)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5	(666)	-	(666)	497	-	497
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		45	-	45	17	-	17
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	17.1.2	(216)	-	(216)	(49)	-	(49)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		56	-	56	14	-	14
Écarts de conversion des entités contrôlées		1 212	399	1 611	(1 476)	(537)	(2 013)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		470	-	470	(214)	-	(214)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		1 491	402	1 893	(550)	(539)	(1 089)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	17.1.2	15	-	15	6	-	6
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	15.1.2	2 528	97	2 625	(8)	(3)	(11)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(725)	(43)	(768)	(29)	1	(28)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		77	-	77	(16)	-	(16)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		1 895	54	1 949	(47)	(2)	(49)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		3 386	456	3 842	(597)	(541)	(1 138)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		7 558	300	7 858	(1 298)	(626)	(1 924)
Dont résultat global des activités poursuivies		7 561	300	7 861	(1 145)	(622)	(1 767)
Dont résultat global des activités en cours de cession	3.2.2	(3)	-	(3)	(153)	(4)	(157)

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF	Notes	30/06/2021	31/12/2020
<i>(en millions d'euros)</i>			
Goodwill	10.1	10 640	10 265
Autres actifs incorporels	10	9 990	9 583
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	93 707	92 600
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10	61 113	60 352
Immobilisations en concessions des autres activités	10	6 806	6 858
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	7 486	6 794
Actifs financiers non courants	17.1	50 636	47 615
Autres débiteurs non courants	12.2	2 154	2 015
Impôts différés actifs		974	1 150
Actif non courant		243 506	237 232
Stocks		14 680	14 738
Clients et comptes rattachés	12.1	15 845	14 521
Actifs financiers courants	17.1	26 915	23 532
Actifs d'impôts courants		508	384
Autres débiteurs courants	12.2	8 451	6 918
Trésorerie et équivalents de trésorerie		5 928	6 270
Actif courant		72 327	66 363
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	2 617	2 296
TOTAL DE L'ACTIF		318 450	305 891
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF			
<i>(en millions d'euros)</i>			
Capital	13	1 579	1 550
Réserves et résultats consolidés		52 194	44 083
Capitaux propres – part du Groupe		53 773	45 633
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		10 279	9 593
Total des capitaux propres	13	64 052	55 226
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	58 424	58 333
Provisions pour avantages du personnel	15	19 783	22 130
Autres provisions	16	5 467	5 374
Provisions non courantes		83 674	85 837
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		48 501	48 420
Passifs financiers non courants	17.2	52 777	55 899
Autres créditeurs non courants	12.3	4 803	4 874
Impôts différés passifs		3 488	3 115
Passif non courant		193 243	198 145
Provisions courantes	14, 15 et 16	6 701	5 827
Fournisseurs et comptes rattachés		11 748	11 900
Passifs financiers courants	17.2	23 136	17 609
Dettes d'impôts courants		1 767	215
Autres créditeurs courants	12.3	17 528	16 861
Passif courant		60 880	52 412
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	275	108
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		318 450	305 891

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	S1 2021	S1 2020 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		4 016	(786)
Résultat net des activités en cours de cession		(3)	(161)
Résultat net des activités poursuivies		4 019	(625)
Pertes de valeur / (reprises)		502	738
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		4 526	7 166
Produits et charges financiers		(25)	585
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		112	112
Plus ou moins-values de cession		(108)	(74)
Impôt sur les résultats		1 458	(42)
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(344)	(11)
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 896)	(1 364)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		8 244	6 485
Frais financiers nets décaissés		(393)	(591)
Impôts sur le résultat payés		(343)	(368)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		7 508	5 526
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	59
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		7 508	5 585
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		14	(96)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		401	117
Investissements incorporels et corporels	10.3	(8 518)	(7 475)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		42	31
Variations d'actifs financiers		3 103	4 511
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(4 958)	(2 912)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	(71)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(4 958)	(2 983)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		293	436
Dividendes versés par EDF	13.2	(36)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(87)	(122)
Achats/ventes d'actions propres		(4)	-
Flux de trésorerie avec les actionnaires		166	314
Émissions d'emprunts	17.2.2.1	1 104	12 210
Remboursements d'emprunts	17.2.2.1	(5 962)	(3 136)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	1 235	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(288)	(286)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		441	71
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(3 470)	8 859
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		(3 304)	9 173
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	(7)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(3 304)	9 166
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(754)	11 787
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	(19)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(754)	11 768
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		6 270	3 934
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(754)	11 768
Variations de change		116	(143)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		25	19
Autres variations non monétaires ⁽³⁾		271	(17)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		5 928	15 561

⁽¹⁾ Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 69 millions d'euros entre les « Frais financiers net décaissés » et les « Variations d'actifs financiers ».

⁽²⁾ Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2021, un montant de 597 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co. et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali. Comprend au 30 juin 2020, un montant de 418 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co..

⁽³⁾ Les autres variations non monétaires comprennent le reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières (voir note 17.2.2.1 sur la ligne « Autres mouvements ») pour un montant de 281 millions d'euros.

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2021 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2020	1 550	(10)	(871)	(1 116)	46 080	45 633	9 593	55 226
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 529	(38)	1 895	3 386	456	3 842
Résultat net	-	-	-	-	4 172	4 172	(156)	4 016
Résultat global consolidé	-	-	1 529	(38)	6 067	7 558	300	7 858
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(288)	(288)	-	(288)
Emissions TSDI (voir note 13.3)	-	-	-	-	1 235	1 235	-	1 235
Dividendes distribués	-	-	-	-	(652)	(652)	(100)	(752)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 13.1)	29	-	-	-	587	616	-	616
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(325)	(325)	486	161
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2021	1 579	(14)	658	(1 154)	52 704	53 773	10 279	64 052

⁽¹⁾ Les écarts de conversion varient de +1 529 millions d'euros au 30 juin 2021. Cette variation est liée à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro (1£ = 1,112 € au 31 décembre 2020 et 1£ = 1,165 € au 30 juin 2021).

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

⁽³⁾ Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

⁽⁴⁾ Sur le premier semestre 2021, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 597 millions d'euros et le transfert de la quote-part des capitaux propres acquis d'E2i Energie Speciali pour un montant de (121) millions d'euros. L'écart de (155) millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis est présenté en diminution des capitaux propres part du Groupe.

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2020 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2019	1 552	(64)	1 037	(1 198)	45 139	46 466	9 324	55 790
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 604)	1 054	(47)	(597)	(541)	(1 138)
Résultat net	-	-	-	-	(701)	(701)	(85)	(786)
Résultat global consolidé	-	-	(1 604)	1 054	(748)	(1 298)	(626)	(1 924)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(286)	(286)	-	(286)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(143)	(143)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(19)	(19)	435	416
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2020	1 552	(63)	(567)	(144)	44 086	44 864	8 990	53 854

⁽¹⁾ Les écarts de conversion varient de (1 604) millions d'euros au 30 juin 2020 et sont principalement liés à la baisse de la livre sterling par rapport à l'euro (1£ = 1,175 € au 31 décembre 2019 et 1£ = 1,096 € au 30 juin 2020).

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

⁽³⁾ Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

⁽⁴⁾ Sur le premier semestre 2020, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 418 millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	9
1.3	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	10
1.4	MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES	11
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ	11
1.6	COMPARABILITÉ DES EXERCICES (DONT EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE)	11
NOTE 2	SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS	14
NOTE 3	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	15
3.1	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	15
3.2	ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	16
3.3	PARTIES LIÉES	17
NOTE 4	INFORMATIONS SECTORIELLES	18
NOTE 5	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	19
5.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	20
5.2	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	24
5.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	24
NOTE 6	VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	25
NOTE 7	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	26
NOTE 8	RÉSULTAT FINANCIER	26
8.1	EFFET DE L'ACTUALISATION	26
8.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	27
NOTE 9	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	27
NOTE 10	ACTIFS IMMOBILISÉS	28
10.1	GOODWILL	28
10.2	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	28
10.3	INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	32
10.4	PERTES DE VALEUR / REPRISES	32
NOTE 11	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	34
11.1	TAISHAN	34
11.2	AUTRES PARTICIPATIONS	35
NOTE 12	CLIENTS, AUTRES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉDITEURS	36
12.1	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	36
12.2	AUTRES DÉBITEURS	37
12.3	AUTRES CRÉDITEURS	37
NOTE 13	CAPITAUX PROPRES	38
13.1	CAPITAL SOCIAL	38
13.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	38
13.3	TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE	39
13.4	OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCÉANES)	39
NOTE 14	PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS	40
14.1	PROVISIONS NUCLÉAIRES ET ACTIFS DÉDIÉS EN FRANCE	41
14.2	PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY	44

NOTE 15	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	45
15.1	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE	45
15.2	HYPOTHÈSES ACTUARIELLES	46
NOTE 16	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS	47
16.1	AUTRES PROVISIONS	47
16.2	PASSIFS ÉVENTUELS	47
NOTE 17	ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	51
17.1	ACTIFS FINANCIERS	51
17.2	PASSIFS FINANCIERS	53
17.3	LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES	54
17.4	JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	54
17.5	VARIATION DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	54
NOTE 18	INDICATEURS FINANCIERS	55
18.1	RÉSULTAT NET COURANT	55
18.2	ENDETTEMENT FINANCIER NET	56
NOTE 19	ENGAGEMENTS HORS BILAN	57
19.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	57
19.2	ENGAGEMENTS REÇUS	58
NOTE 20	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	59

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2021.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 28 juillet 2021.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2021 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2021. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

À l'exception des évolutions relatives au référentiel comptable détaillées en note 1.2 et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires précisées en note 1.4, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1.3 et dans les différentes notes concernées de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

1.2.1 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (phase 2)

Ces amendements, adoptés le 13 janvier 2021, sont applicables depuis le 1^{er} janvier 2021 (de manière rétrospective). Ils prévoient principalement :

- de traiter les changements liés à la réforme Ibor en modifiant les taux d'intérêt effectifs des actifs ou passifs financiers concernés de manière prospective, sans impact en résultat ;
- d'introduire un certain nombre d'assouplissement permettant de maintenir les relations de couverture des instruments concernés par cette réforme.

Ces amendements sont applicables aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt, et dans la mesure où la nouvelle base de détermination des flux contractuels est économiquement équivalente à la précédente.

Les principaux taux utilisés par le Groupe et concernés par la réforme sont l'Euribor, l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

Depuis 2020, le groupe EDF a mis en place une équipe dédiée réunissant toutes les parties prenantes concernées afin d'anticiper au mieux les conséquences liées à cette réforme et les évolutions à mettre en œuvre.

Les travaux menés ont permis de démontrer que la réforme serait sans incidence significative sur les comptes du Groupe au titre de l'exercice 2021 et que ses impacts sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information).

En effet, compte-tenu de sa position pérenne emprunteuse à taux fixe, l'essentiel de l'exposition du Groupe se concentre sur des instruments dérivés de taux utilisés pour variabiliser la dette.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	31/12/2020					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	60 667	92 %	(15 217)	45 450	69 %	
Emprunts à taux variable	4 924	8 %	15 217	20 141	31 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	65 591	100 %	-	65 591	100 %	

Sur ces instruments, les courbes de références de plusieurs contrats de collatéraux (CSA - Credit Support Annex) visant à rémunérer le dépôt de collatéral d'une part et valoriser les instruments dérivés d'autre part ont été modifiées pour remplacer l'Eonia par l'Ester. Ces évolutions se sont traduites par la réception d'une soulte de 12 millions d'euros comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments dérivés

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback qui devrait intervenir au cours du second semestre, le Groupe a prévu de remplacer, durant cette période, le Libor GBP par le Sonia sur l'ensemble des instruments concernés.

Pour, le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit avant le 30 juin 2023.

Enfin, concernant l'Euribor dont l'évolution est possible mais pas à court terme, aucune action n'a été mise en œuvre à ce jour.

1.2.2 Amendement à IFRS 16 « Allégements de loyer liés à la covid-19 au-delà du 30 juin 2021 » (en attente d'adoption par l'Union européenne)

L'application de l'amendement « Allégements de loyer liés à la covid-19 » est prolongée d'un an (paiements au plus tard le 30 juin 2022). Il précise le traitement comptable par le preneur des compensations reçues du bailleur, en cours de contrat, via une franchise ou une réduction de loyers directement liée à la Covid-19.

Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe.

1.2.3 Décision de l'IFRIC : « Attribution des droits aux périodes de service » (IAS 19)

En mai 2021, l'IASB a approuvé la décision de l'IFRIC portant sur l'attribution des droits des régimes pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Sur la base des analyses en cours, seraient principalement concernées par cette décision les indemnités de fin de carrières en France. Elles représentent un montant d'engagement de 911 millions d'euros au 30 juin 2021 pour les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées ».

Compte tenu des caractéristiques des régimes spécifiques des Industries électriques et gazières de France (IEG), la méthode d'acquisition des droits serait sensiblement identique.

En conséquence, cette décision ne devrait pas impacter de manière significative nos engagements pour avantages du personnel.

1.3 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

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

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des jugements et estimations sont décrites en note 1.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

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

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

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MWe a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans.

Sur le premier semestre 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe sont réunies. Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 1.6.2 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

1.4 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

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

1.4.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

En cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours de période, les hypothèses actuarielles et l'évaluation des engagements sont mises à jour à la date du changement. A compter de cette date, le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies sont ajustés en conséquence (voir note 15.1.1).

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

1.4.2 Impôts sur les résultats

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

1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

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

1.6 COMPARABILITÉ DES EXERCICES (DONT EFFETS DE LA CRISE SANITAIRE)

1.6.1 Conséquences de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe sur la base de reportings spécifiques et des principes d'évaluation explicités dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 1.4.1).

Tandis que les effets de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe étaient évalués à (1 010) millions d'euros au 30 juin 2020 – principalement relatifs aux secteurs France – Activités de production et commercialisation pour (482) millions d'euros, en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande, la constatation de provisions pour dépréciation clients ; France – Activités régulées pour (212) millions d'euros, en lien avec la diminution des volumes acheminés et la baisse des raccordements du fait de l'arrêt ou le ralentissement des chantiers ; et Royaume-Uni pour (128) millions d'euros, principalement en lien avec la baisse de la demande – ils étaient évalués à (1 479) millions d'euros au 31 décembre 2020 – principalement relatifs aux secteurs France – Activités de production et commercialisation pour (872) millions d'euros; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros. Ces effets traduisaient un impact plus important de la crise au deuxième semestre sur les activités nucléaires en France – le décalage et la prolongation de la durée des arrêts pour maintenance affectant principalement la production du second semestre – et un impact beaucoup plus limité sur le deuxième semestre 2020 pour les activités réseaux, aval et services, marquant une reprise nette des activités. Par ailleurs, le Groupe avait annoncé et engagé au deuxième semestre 2020 un plan d'actions en réponse à la crise, intégrant un plan de réduction des charges d'exploitation d'ici à 2022.

Dans ce contexte, même si la crise sanitaire continue à produire des effets sur le premier semestre 2021 (son impact sur la production nucléaire France est ainsi évalué à (6) TWh notamment du fait du report sur 2021 de la fin de certains arrêts de tranches de production nucléaire ayant un effet sur la production nucléaire ; la demande d'électricité et les activités dans les services sont moins soutenues qu'antérieurement à la crise), ses effets sur l'excédent brut d'exploitation au 30 juin 2021 du Groupe présentent un caractère à la fois modéré, diffus et difficilement traçable, ne rendant pas pertinent la mise en place d'un dispositif spécifique d'évaluation des impacts induits de la crise sanitaire sur les résultats financiers du Groupe au premier semestre 2021.

Certains éléments spécifiques sont présentés ci-dessous pour faciliter la comparabilité s'agissant de l'excédent brut d'exploitation :

Provision dépréciation des créances clients

Le Groupe déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit (méthode simplifiée prévue par IFRS 9).

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par le Groupe vis-à-vis de ses clients, il était estimé en 2020 que la crise sanitaire se traduirait par une augmentation du montant des créances irrécouvrables.

En conséquence, une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients avait été constatée au 30 juin 2020, à hauteur de 144 millions d'euros au sein des « Autres produits et charges opérationnels » du compte de résultat, sur la base des principes exposés en note 2.1.2 des états financiers semestriels résumés au 30 juin 2020, dont 60 millions d'euros sur la France – Activités de production et de commercialisation, 23 millions d'euros sur la France – Activités régulées, 39 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 17 millions d'euros sur la Belgique. Par ailleurs, il a été constaté une augmentation du risque de crédit sur le portefeuille d'EDF Trading, à hauteur de 35 millions d'euros, au sein du chiffre d'affaires (activité de *trading*).

Au 31 décembre 2020, les différentes analyses de risque conduites dans les différentes entités du Groupe avaient conduit à une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros sur l'exercice au sein des « Autres charges et produits opérationnels » du compte de résultat, sur la base des principes exposés en note 1.4.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et commercialisation, 58 millions d'euros sur la France – Activités régulées, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique. Par ailleurs, il avait été constaté une augmentation du risque de crédit sur le portefeuille d'EDF Trading, à hauteur de 22 millions d'euros, au sein du chiffre d'affaires (activité de *trading*).

Au 30 juin 2021, la mise à jour des analyses de risques n'a pas conduit à modifier substantiellement les approches retenues ni à procéder à des dotations complémentaires ou des reprises significatives par rapport aux estimations reflétées dans les états financiers au 31 décembre 2020.

La comparaison entre l'excédent brut d'exploitation du Groupe au 30 juin 2021 et au 30 juin 2020 est donc affectée par le niveau de provisions pour dépréciation des créances clients enregistré au 30 juin 2020 dans le contexte de la crise sanitaire.

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme des capacités en France

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour l'année 2020 effectuée sur le premier semestre 2020, et au vu des résultats de la dernière enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF considérait probable, lors de l'arrêté des états financiers consolidés résumés au 30 juin 2020, d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020, et avait donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre en « Autres produits et charges opérationnels » (se référer à la note 5.1 des états financiers au 31 décembre 2020 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France). Pour rappel, le niveau de production

nucléaire finalement réalisé sur 2020, en particulier la disponibilité des moyens de production d'EDF pendant les jours de pointe du deuxième semestre 2020, avait conduit à reprendre cette provision sur le deuxième semestre 2020, les obligations d'EDF au titre du mécanisme de capacité étant remplies.

La comparaison entre l'excédent brut d'exploitation du Groupe au 30 juin 2021 et au 30 juin 2020 est donc affectée par la constitution de cette provision au titre du règlement des écarts enregistrée au 30 juin 2020 dans le contexte de la crise sanitaire.

1.6.2 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies au premier semestre 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le benchmark international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en termes de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrième visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrième visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long-terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du Gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2021 :

- Au 1^{er} janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 14), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs conformément à IFRIC 1 (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 10.2), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de (15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et génère une dette d'impôt exigible de 184 millions d'euros ;
- Sur le premier semestre 2021 :
 - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge

d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 274 millions d'euros sur le semestre,

- la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 17 millions d'euros,
- la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 12 millions d'euros.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt du premier semestre de 264 millions d'euros, et le résultat net part du Groupe consolidé de 194 millions d'euros.

NOTE 2 SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS

Les principaux événements et transactions significatifs du **premier semestre 2021** du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
 - EDF a remis à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 avril 2021) ;
 - EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir notes 7, 10.4, 14.2).
- **Plans de cession :**
 - Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (cf. communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1) ;
 - EDF a signé un accord engageant pour la vente de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 9 avril 2021, voir note 3.2) ;
 - Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (cf. communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1) ;
 - Dalkia a annoncé la signature d'un accord engageant avec Paprec portant sur la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy (cf. communiqué de presse de Dalkia du 21 mai 2021, voir note 3.2).
- **Opérations de financement :**
 - EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 mai 2021, voir note 13.3).
- **Energies renouvelables :**
 - Edison a finalisé l'acquisition de E2i (cf. communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir note 3.1) ;
 - EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables le 22 février 2021, voir note 11.2) ;
 - Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis (cf. communiqué de presse du Groupe le 1^{er} juillet 2021, voir note 11.2).
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et Areva (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF arrête le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.2).

Outre la crise sanitaire, les principaux événements et transactions significatifs **en 2020** du Groupe étaient les suivants :

- **Développement dans le nucléaire :**
 - EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.2) ;
 - Le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (cf. communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.2) ;
 - Actualisation du projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir note 10.2).
- **Plans de cession :**
 - Edison a finalisé la cession d'Edison Exploration & Production SpA à Energean (cf. communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020 et voir note 3.1).

NOTE 3 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

3.1 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

3.1.1 Evolutions du périmètre sur le premier semestre 2021

Sur le premier semestre 2021, le Groupe connaît les principales évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021.

Cession d'Edison Norge à Sval Energi

Le 25 mars 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020 pour la vente de 100 % d'Edison Norge AS (activités d'exploration et de production d'hydrocarbures en Norvège).

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'Edison Norge avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

La transaction s'inscrit dans le cadre de la sortie des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures et fait suite à une première opération entre Edison Exploration et Production et Energean réalisée en décembre 2020. Elle est fondée sur une valeur d'entreprise estimée à 374 millions de dollars et comprend un versement de 12,5 millions de dollars à recevoir à la date de mise en service du champ de Dvalin.

La cession d'Edison Norge a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG)

Le 30 avril 2021, Edison a annoncé avoir cédé à 2i Rete Gas 100 % de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) pour 150 millions d'euros, conformément à un accord signé le 14 janvier 2021.

IDG gère des réseaux et des installations de distribution de gaz dans 58 communes des Abruzzes, d'Émilie-Romagne, du Latium, de Lombardie et de Vénétie, est présente dans 17 zones territoriales minimales (Atem) et compte 152 000 clients.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble d'IDG avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Ces deux opérations (Edison Norge et IDG) permettront à Edison de soutenir le plan de croissance de l'entreprise dans les domaines stratégiques, à savoir la production d'énergies renouvelables et à faible teneur en carbone, l'efficacité énergétique, la mobilité durable et les services à valeur ajoutée pour les clients.

Acquisition de 70 % du capital de E2i

Le 16 février 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé le 14 janvier 2021 avec F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali, société leader dans le secteur éolien italien et déjà consolidée par Edison qui détenait une participation de 30 %, en application d'une gouvernance spécifique.

L'acquisition a contribué à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros.

S'agissant d'une acquisition d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 155 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en diminution des capitaux propres part du Groupe.

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Croissance, Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVA.

3.2 ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 617	2 296
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	275	108

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Actifs non financiers non courants ⁽¹⁾	436	316
Actifs financiers non courants	1 978	1 811
Actifs non financiers courants ⁽²⁾	168	151
Actifs financiers courants	35	18
TOTAL DES ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	2 617	2 296

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Passifs non financiers non courants ⁽³⁾	124	86
Passifs financiers non courants	13	1
Passifs non financiers courants	138	21
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	275	108

⁽¹⁾ Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.

⁽²⁾ Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.

⁽³⁾ Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

Au 30 juin 2021, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- **La cession en cours de Dalkia Wastenergy**

Le 21 mai 2021, Dalkia a annoncé la signature d'un accord engageant avec Paprec portant sur la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy.

La réalisation de l'opération soumise à l'obtention de l'ensemble des autorisations réglementaires applicables, en particulier les autorités de concurrence compétentes, est prévue très prochainement.

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente relatifs à Dalkia Wastenergy s'élèvent respectivement à 175 millions d'euros et 187 millions d'euros au 30 juin 2021.

- **La cession en cours de West Burton B**

Le 9 avril 2021, EDF a annoncé la signature d'un accord engageant avec le fonds d'investissement EIG pour la vente de la centrale thermique à cycle combiné gaz de 1 332 MWe et de l'installation de stockage de batteries (49 MW) de West Burton B dans le Nottinghamshire et du projet de développement, West Burton C.

La finalisation de cette cession, conditionnée à l'obtention de toutes les autorisations réglementaires nécessaires ainsi qu'à la remise en service de l'unité 3, est attendue pour le mois d'août 2021.

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente relatifs à West Burton B s'élèvent respectivement à 400 millions d'euros et 54 millions d'euros au 30 juin 2021.

- **La cession en cours de la participation dans CENG.**

Ces titres figurent en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 977 millions d'euros au 30 juin 2021 (1 811 millions d'euros au 31 décembre 2020).

CENG détient cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité dans les états de New York et du Maryland pour une capacité totale de 4 041 MWe (détention en propre). Depuis 2014, EDF en détient 49,99 %, aux côtés d'Exelon, qui contrôle la société CENG.

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014¹, EDF a, le 20 novembre 2019, notifié à Exelon l'exercice de son option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG.

¹ Cf. communiqué de presse du 1^{er} avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».

Cette option de vente était exerçable par EDF entre le 1^{er} janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le prix de cession des titres CENG résultera de la détermination de leur juste valeur en application des stipulations contractuelles relatives à l'option de vente.

Toutes les autorisations réglementaires requises dans les accords contractuels ont été obtenues, notamment l'autorisation de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) obtenue le 30 juillet 2020 et celle de la PSC (Public Service Commission) de l'état de New York le 15 avril 2021.

Les échanges de valorisation sont intervenus sur le second semestre 2020 sans qu'un prix définitif n'ait pu être défini entre les parties. Faute d'accord, la clause de « *baseball arbitration* » a été activée selon laquelle une 3^{ème} banque indépendante doit être nommée et mandatée par les deux parties, afin qu'elle statue sur le prix de vente à retenir, entre celui proposé par Exelon et celui d'EDF. Au 30 juin 2021, cette action est toujours en cours. Il convient de noter que depuis le 19 juillet 2021, EDF a la possibilité de retirer son *put*, la vente n'ayant pas été exercée dans les 18 mois suivant la date d'exercice de celui-ci, à savoir depuis le 19 janvier 2020.

Le Groupe poursuit aujourd'hui le processus de cession tel que prévu aux accords, et l'évaluation de CENG au bilan du Groupe est assise sur la valorisation retenue par le Groupe dans le cadre de l'exercice du *put*.

Ainsi, sur le premier semestre 2021, les actifs et passifs en vue de leur vente augmentent par les cessions en cours de West Burton B et Dalkia Wastenergy, partiellement compensées par les diminutions suivantes :

- la cession d'Edison Norge en mars 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 331 millions d'euros à l'actif et de 42 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) en avril 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 98 millions d'euros à l'actif et de 7 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

Sur le premier semestre 2020, la ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprenait l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Pour rappel les actifs E&P concernés ayant été cédés en décembre 2020, aucun résultat n'est présenté au titre des activités en cours de cession sur le premier semestre 2021 à l'exception de l'estimation des ajustements de prix ou de garanties en lien avec la transaction (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur le premier semestre 2020 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2021	S1 2020
Chiffre d'affaires	-	129
Excédent brut d'exploitation	(3)	59
Résultat d'exploitation	(3)	4
Résultat financier	-	(10)
Impôt sur les résultats	-	(27)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	(3)	(33)
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	-	(128)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	(3)	(161)

3.3 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2020. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public notamment auprès du groupe Orano pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire.

NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

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

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

Au 30 juin 2021

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commerciali- sation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	15 248	9 067	923	4 886	3 894	1 301	551	2 026	1 725	-	39 621
Chiffre d'affaires intersecteurs	753	29	711	1	17	93	256	300	162	(2 322)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	16 001	9 096	1 634	4 887	3 911	1 394	807	2 326	1 887	(2 322)	39 621
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	4 838	3 210	293	267	534	206	294	215	854	(110)	10 601
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 712	1 591	153	(919)	190	54	34	66	501⁽²⁾	(110)	4 272
Investissements corporels et incorporels	2 648	2 477	84	2 009	202	62	954	70	12	-	8 518
- dont acquisitions d'immobilisations	2 217	2 271	105	2 120	222	62	811	75	10	-	7 893
- dont variations des dettes sur acquisitions d'immobilisations	431	206	(21)	(111)	(20)	-	143	(5)	2	-	625

⁽¹⁾Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 781 millions d'euros.

⁽²⁾La variation nette de juste valeur sur les instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading est principalement attribuée au secteur « Autres métiers ».

Au 30 juin 2020

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commerciali- sation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	13 860	8 113	879	4 593	2 895	1 134	506	1 705	1 025	-	34 710
Chiffre d'affaires intersecteurs	589	26	611	2	14	110	264	283	175	(2 074)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	14 449	8 139	1 490	4 595	2 909	1 244	770	1 988	1 200	(2 074)	34 710
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	3 894	2 460	211	438	380	208	418	165	135	(113)	8 196
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	1 393	819	95	(765)	91	64	188	15	(163)⁽²⁾	(113)	1 624
Investissements corporels et incorporels	2 825	2 063	81	1 521	145	57	709	67	7	-	7 475
- dont acquisitions d'immobilisations	2 195	1 690	94	1 613	146	52	878	74	7	-	6 749
- dont variations des dettes sur acquisitions d'immobilisations	630	373	(13)	(92)	(1)	5	(169)	(7)	-	-	726

⁽¹⁾Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 545 millions d'euros.

⁽²⁾La variation nette de juste valeur sur les instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading est principalement attribuée au secteur « Autres métiers ».

NOTE 5 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION

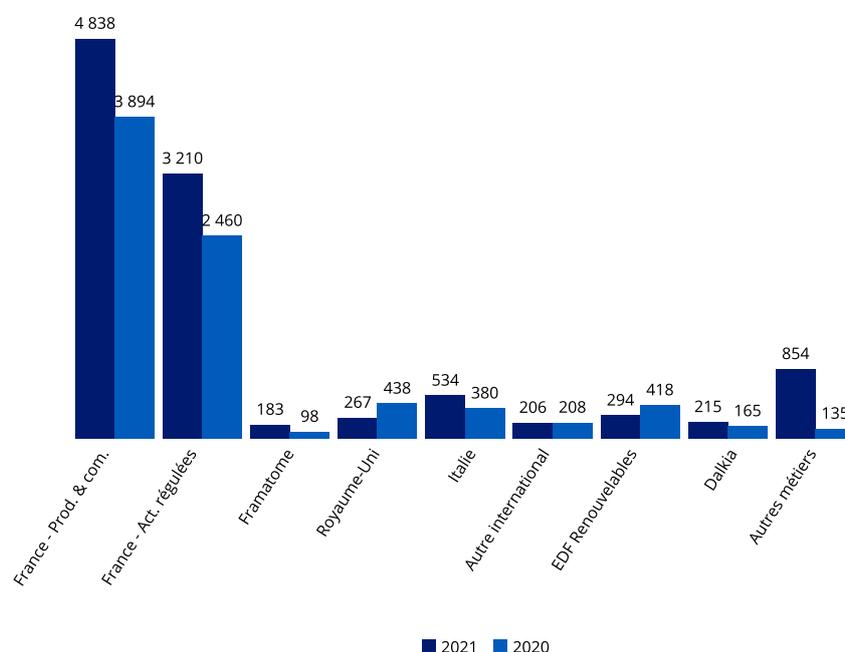
(en millions d'euros)	Notes	30/06/2021	30/06/2020
Chiffre d'affaires	5.1	39 621	34 710
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(18 753)	(16 550)
Services extérieurs		(6 446)	(5 675)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(1 715)	(1 533)
Production stockée et immobilisée		4 423	3 632
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		109	91
Autres consommations externes⁽¹⁾		(3 629)	(3 469)
Charges de personnel		(7 273)	(7 020)
Impôts et taxes sur rémunérations		(162)	(157)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 332)	(1 320)
Autres impôts et taxes ⁽²⁾		(1 015)	(1 332)
Impôts et taxes		(2 509)	(2 813)
Autres produits et charges opérationnels	5.3	3 144	3 338
Excédent brut d'exploitation		10 601	8 196

⁽¹⁾Retraités des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 4,6 % par rapport au 30 juin 2020.

⁽²⁾Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France. Retraités des effets de change et périmètre, les autres impôts et taxes diminuent de 10,3 % par rapport au 30/06/2020, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 10 601 millions d'euros au premier semestre 2021, en hausse de 29,3 % par rapport au premier semestre 2020.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel au premier semestre 2021 par rapport au premier semestre 2020 est la suivante (voir note 4) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en hausse organique de 29,8 % soit 2 446 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+ 24,2 % soit + 944 millions d'euros), France – Activités régulées (+ 30,5 % soit + 750 millions d'euros), Autres métiers (+ 723 millions d'euros), Italie (+ 41,6% soit + 158 millions d'euros), Royaume-Uni (- 39,7% soit (174) millions d'euros) et EDF Renouvelables (- 26,1% soit (109) millions d'euros).

La progression de l'excédent brut d'exploitation comprend la baisse des impôts de production en France pour un montant de 349 millions d'euros en lien avec les mesures décidées par le gouvernement dans son plan de relance, dont 257 millions d'euros sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et 74 millions d'euros sur le secteur France – Activités régulées.

Pour rappel, l'excédent brut d'exploitation du premier semestre 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant de l'ordre de (1 010) millions d'euros. Cet effet concernait principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (482) millions d'euros ; France – Activités régulées pour (212) millions d'euros et Royaume-Uni pour (128) millions d'euros.

L'augmentation de l'excédent brut d'exploitation de 944 millions d'euros du secteur France – Activités de production et commercialisation s'explique essentiellement par une production nucléaire en hausse de 7,7 TWh, une évolution favorable sur la capacité facturée aux clients, et par la baisse des impôts de production (plan de relance du gouvernement).

L'excédent brut d'exploitation du secteur France – Activités régulées est en croissance de 750 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des volumes acheminés du fait d'un effet climat favorable, l'évolution des indexations du TURPE 5, un niveau élevé des raccordements après un premier semestre 2020 affecté par les mesures de confinement et la baisse des impôts de production.

La baisse de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (109) millions d'euros s'explique principalement par les conséquences de la vague de froid exceptionnel au Texas et dans une moindre mesure, par de moindres opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) aux États-Unis.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 158 millions d'euros sur le secteur Italie est notamment en lien avec la reprise d'activité auprès des clients industriels sur les marchés gaz et électricité, un climat plus froid ainsi que par la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG).

Au Royaume-Uni, la diminution de l'excédent brut d'exploitation de (174) millions d'euros s'explique essentiellement par une moindre production nucléaire et l'effet de la baisse des prix réalisés du nucléaire, malgré une reprise des activités de commercialisation auprès des clients professionnels, pénalisées par la crise sanitaire au premier semestre 2020.

Concernant les Autres métiers, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 723 millions d'euros s'explique par les activités gazières pour 484 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du gaz (incluant une variation des dotations / reprises sur provisions pour contrats onéreux entre les deux semestres) et par EDF Trading pour 220 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des marchés observée en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas).

5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

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

Le cadre réglementaire des tarifs réglementés de ventes d'électricité n'a pas été modifié au cours du premier semestre 2021. Le cadre réglementaire est décrit dans la note 5.1.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2020.

En application de la loi Énergie et Climat, la suppression des TRVE pour les clients ne pouvant plus en bénéficier (professionnels employant plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros) est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2021. Les clients, qui n'avaient pas souscrit, à cette date, une offre de marché, ont basculé dans une offre de marché chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 2 juillet 2020, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2020 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 1,54 % TTC (soit 1,82 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC (soit 1,81 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2020 et mise en œuvre le 1^{er} août 2020.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du

1^{er} février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRVE des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et de l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE propose que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC), et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

La comparabilité des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2020 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
16/01/2020	2,4 % TTC (3,0 % HT)	2,4 % TTC (3,1 % HT)	29/01/2020	01/02/2020
02/07/2020	1,54 % TTC (1,82 % HT)	1,58 % TTC (1,81 % HT)	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	à venir	01/08/2021 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Sous réserve d'approbation.

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

Le cadre légal et réglementaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité est décrit dans la note 5.1.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2020 et n'a pas évolué au cours du premier semestre 2021.

TURPE 5 bis Distribution

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

S'agissant des charges de transport, le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1^{er} août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP¹).

TURPE 6 Distribution

La CRE a publié le 27 janvier 2021 deux délibérations du 21 janvier 2021 portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliqueront à partir du 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % (inchangé par rapport au TURPE 5 bis) et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % (contre 4 % pour le TURPE 5 bis, principalement du fait de la baisse des taux de marché et du taux d'impôt sur les sociétés). L'évolution tarifaire moyenne s'établirait à + 0,91 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 %

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

nominal avant impôt, contre 6,125 % pour le TURPE 5. L'évolution tarifaire s'établira en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

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

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

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

Mécanisme de capacité

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

Pour les années de livraison 2017 à 2021 les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021
Prix (€/kW)	10	9,3	17,4	19,5	31,2

L'année de livraison 2022 a été ouverte aux sessions de marché en 2020. Depuis, sept sessions de marché ont eu lieu dont trois en 2021. Elles ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- En 2020 : 16,6 €/kW en avril ; 38,9 €/kW en juin ; 18,1 €/kW en octobre et 18,2 €/kW en décembre ;
- En 2021 : 28,3 €/kW en mars ; 28,2 €/kW en avril et 28,8 €/kW en juin.

ARENH

Le cadre légal et réglementaire de l'ARENH est décrit dans la note 5.1.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2020.

La demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) au guichet de novembre 2020 pour livraison 2021 s'est élevée à 146,2 TWh. La CRE a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,3 TWh). Le guichet de mai 2021 n'a pas modifié ces volumes.

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2¹) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en feraient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de la crise sanitaire. Ils sont décrits en note 16.2.2.

¹ Pénalités pour demande excessive d'ARENH.

La CRE a proposé dans ses délibérations n° 2020-250 du 1^{er} octobre 2020 et n° 2020-315 du 17 décembre 2020 des évolutions au modèle d'Accord-cadre ARENH afin notamment de clarifier les stipulations applicables en cas d'invocation par l'une des parties du bénéfice de la force majeure d'une part et afin de tenir compte des modifications figurant dans le décret n° 2020-1414 d'autre part. Les arrêtés du ministre chargé de l'énergie du 12 novembre 2020 et du 12 février 2021 ont modifié le modèle d'Accord-cadre ARENH conformément aux propositions de la CRE.

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises.

Les termes et conditions d'une nouvelle régulation du nucléaire existant sont en cours d'instruction entre le gouvernement français et la Commission européenne.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	S2 2021	S1 2020
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	36 503	32 046
<i>dont ventes d'énergie⁽¹⁾</i>	25 882	22 543
<i>dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement⁽²⁾)</i>	10 621	9 503
Autres ventes de biens et de services	2 337	2 114
Trading	781	550
CHIFFRE D'AFFAIRES	39 621	34 710

⁽¹⁾ Au 30 juin 2021, les ventes d'énergie incluent 1 265 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 007 millions d'euros au 30 juin 2020. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. Au 30 juin 2021, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz et électricité), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité). Au 30 juin 2020, il s'agissait des mêmes secteurs.

⁽²⁾ Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2021 est en hausse de 13,7 % soit + 4,8 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne principalement les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+ 8,7% soit + 1,2 milliard d'euros), France – Activités régulées (+ 11,8 % soit + 1,0 milliard d'euros), Italie (+ 35 % soit +1 milliard d'euros), Autres métiers (+ 69,6 % soit + 0,7 milliard d'euros), Dalkia (+ 17,4 % soit 0,3 milliard d'euros) et le Royaume-Uni (+ 5,6 % soit +0,3 milliard d'euros).

Pour rappel, le chiffre d'affaires du premier semestre 2020 avait été touché par la crise sanitaire pour un montant estimé à (1 299) millions d'euros. Les principaux secteurs opérationnels concernés étaient la France – Activités de production et de commercialisation pour (417) millions d'euros, la France – Activités Régulées pour (254) millions d'euros, le Royaume-Uni pour (293) millions d'euros, l'Italie pour (64) millions d'euros et Dalkia pour (129) millions d'euros.

Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production est en hausse organique de + 1,2 milliard d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les obligations d'achat, un effet prix lié à l'augmentation du TRVE et à un effet volume positif en lien avec l'augmentation de la production nucléaire de 7,7 TWh par rapport au premier semestre 2020, notamment en lien avec la crise sanitaire qui avait conduit à moduler significativement la production.

La hausse du chiffre d'affaires sur la France – Activités régulées (+ 1,0 milliard d'euros) est principalement liée aux évolutions du TURPE 5 distribution (voir paragraphe relatif aux TRVE ci-dessus) intervenues en 2020 dans un contexte

d'augmentation des quantités acheminées (climat plus froid en 2021 qu'en 2020), ainsi qu'à la hausse des prestations de raccordements (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire au premier semestre 2020).

La hausse du chiffre d'affaires de l'Italie s'élève à 1,0 milliard d'euros sur le premier semestre 2021. Cette progression s'explique principalement par des effets prix favorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés, et dans une moindre mesure par un effet volume. La hausse des prix de l'électricité participe également à la progression du chiffre d'affaires sur le premier semestre.

La croissance organique du chiffre d'affaires des Autres métiers de + 0,7 milliard provient essentiellement du chiffre d'affaires des activités gazières (+ 0,4 milliard d'euros) du fait de la hausse des prix de marché de gros du gaz, et du chiffre d'affaires d'EDF Trading (+ 0,3 milliards d'euros), du fait de la performance des activités de trading réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés de commodités en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas de début d'année).

Le chiffre d'affaires de Dalkia est en hausse organique de 0,3 milliard d'euros, ce qui s'explique notamment par la progression du volume d'activités (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire au premier semestre 2020) conjuguée à une forte hausse du prix du gaz et à un effet climat favorable en 2021.

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 0,3 milliard d'euros, principalement tiré par un effet prix électricité à l'aval.

5.2 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2021	S1 2020
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(5 692)	(4 879)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(8 987)	(7 679)
Charges de transport et d'acheminement	(4 223)	(3 950)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(7)	(86)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	156	44
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(18 753)	(16 550)

⁽¹⁾Au 30 juin 2021, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 279 et 1 088 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 204 et 943 millions d'euros au 30 juin 2020. Au 30 juin 2021, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). Au 30 juin 2020, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fissiles, gaz, charbon, fioul et biomasse), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

5.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE) (France)

Le cadre légal et réglementaire du mécanisme de compensation des charges de Service public de l'énergie est décrit dans la note 5.4.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2020.

La créance d'exploitation au 30 juin 2021 est comptabilisée en « Autres débiteurs » (voir note 12.2).

Certificats d'économie d'énergie (France)

4^e période CEE (2018 à 2021) :

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (1 600 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 533 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité), et par l'introduction d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du nombre et de l'efficacité des contrôles et des sanctions).

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, le Groupe met tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'économie d'énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aides à l'isolation, aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur...).

A date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats d'ici fin 2021, d'acquisitions de certificats auprès de tiers (délégataires, obligés, traders...) et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit en fin de période.

5^e période CEE (2022 à 2025) :

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation globale augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement la Contribution au Service public de l'énergie (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit d'exploitation de 3 865 millions d'euros au premier semestre 2021 (4 461 millions d'euros au premier semestre 2020). La diminution du produit de la CSPE s'explique principalement par le faible niveau des prix de marché observé sur le premier semestre 2020 comparativement au premier semestre 2021, et également par de moindres volumes d'obligations d'achats en 2021.

Par ailleurs, les autres produits et charges intègrent les coûts relatifs aux Certificats d'économies d'énergie (CEE) et le complément de rémunération accordée aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables (ce dispositif a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et vient compléter celui des obligations d'achat).

Au 30 juin 2021, ils comprennent également la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz, voir note 3.1).

Au 30 juin 2020, ils comprenaient par ailleurs, en lien avec la crise sanitaire, des dotations aux provisions pour dépréciation sur créances clients d'un montant de (144) millions d'euros et une provision pour risques en lien avec le mécanisme de capacité d'un montant de (137) millions d'euros (voir note 1.6.1).

Les autres produits et charges opérationnels comprennent également depuis le premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim (voir note 5.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

NOTE 6 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING

(en millions d'euros)

	S1 2021	S1 2020
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING	(541)	(323)

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading passent de (323) millions d'euros au premier semestre 2020 à (541) millions d'euros au premier semestre 2021, principalement en lien avec une forte volatilité des prix observés sur le marché des commodités et en particulier l'électricité

ainsi qu'en lien avec les positions sur le gaz chez Edison.

NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (92) millions d'euros au premier semestre 2021. Ils comprennent principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre Areva et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (278) millions d'euros au 30 juin 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (161) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.4) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 16.2.3).

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (153) millions d'euros au premier semestre 2020. Ils comprenaient principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (146) millions d'euros, ainsi que des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe.

NOTE 8 RÉSULTAT FINANCIER

8.1 EFFET DE L'ACTUALISATION

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

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2021	S1 2020
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(245)	(325)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(731)	(796)
Autres provisions et avances	(40)	(51)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 016)	(1 172)

⁽¹⁾Voir note 15.1.2.

⁽²⁾Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 17.1.3).

La diminution de la charge de désactualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi à fin juin 2021 s'explique par la baisse du taux d'actualisation applicable au premier semestre 2021 (0,9 % contre 1,3 % au premier semestre 2020) partiellement compensée par une hausse du volume des engagements au 1^{er} janvier 2021.

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des centrales nucléaires 1 300 MWe (voir note 1.6.2).

8.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2021	S1 2020
Produits (charges) sur actifs financiers	422	374
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 841	(856)
Autres	368	220
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 631	(262)

Les produits et charges sur actifs financiers sont constitués des produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie, des produits et charges sur titres de dettes et de capitaux propres et sur les autres actifs financiers.

Au 30 juin 2021, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent 1 836 millions d'euros au titre des actifs dédiés. Les autres éléments comprennent notamment 42 millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont 34 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

Au 30 juin 2020, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent (830) millions d'euros au titre des actifs dédiés. Le montant des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable s'élevait à 79 millions d'euros, dont 70 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

NOTE 9 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 458) millions d'euros au 30 juin 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,4 % (contre un produit de 42 millions d'euros au 30 juin 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 6,2 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 1 500 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 5 811 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 651 millions d'euros. Cette charge d'impôt est également affectée par l'effet défavorable combiné de l'écart de taux d'imposition entre la France et le Royaume-Uni et de la hausse à compter de 2023 du taux normatif d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était déjà passé de 17 % à 19 %), malgré l'effet favorable de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie sur juin 2021. Dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid-19, les sociétés italiennes bénéficient, en effet, de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, Art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs sur leur valeur comptable. Cette possibilité ayant été étendue aux goodwill par la loi de finances pour 2021 (loi n°178/2020), les sociétés italiennes du groupe ont opté, au 30 juin 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et de leurs goodwill. En contrepartie du paiement d'un impôt de 3 % de la valeur réalignée, les sociétés appliquant la mesure pourront déduire un amortissement fiscal de la valeur réalignée, porteur d'économies d'impôt futures.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, les impacts du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la réévaluation fiscale des actifs en Italie), le taux effectif d'impôt ressort à 26,5 % au 30 juin 2021 contre un taux de 24,3 % au 30 juin 2020.

NOTE 10 ACTIFS IMMOBILISÉS

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2021		31/12/2020	
			dont immobilisations en cours		dont immobilisations en cours
Goodwill	10.1	10 640	n.a.	10 265	n.a.
Autres actifs incorporels		9 990	1 778	9 583	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	93 707	42 554	92 600	39 460
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>		<i>4 128</i>	<i>n.a.</i>	<i>4 116</i>	<i>n.a.</i>
Immobilisations en concessions des autres activités		6 806	584	6 858	574
Immobilisations en concessions de distribution d'électricité en France		61 113	2 135	60 352	1 828
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS		182 256	47 051	179 658	43 443

n.a. : non applicable.

10.1 GOODWILL

Au 30 juin 2021, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 7 929 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 332 millions d'euros.

Au premier semestre 2021, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour 366 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les variations observées sur les immobilisations de production et autres immobilisations corporelles incluent un impact lié aux écarts de conversion pour 1 268 millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro et pour (1 031) millions d'euros liés à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.6.2).

Au 30 juin 2021, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 14 824 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 476 millions d'euros (14 565 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant des intérêts intercalaires pour 3 291 millions d'euros, soit une augmentation de 74 millions d'euros sur le semestre hors intérêts intercalaires capitalisés). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 30 juin 2021 est de 15 045 millions d'euros, comprenant également un montant de 202 millions d'euros en immobilisations mises en service, dont 25 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

Ce montant immobilisé de 15 045 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 492 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 733 millions d'euros,
- et tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 369 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 30 juin 2021 de 10 319 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 9 octobre 2019 de 12,4 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅.

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₅, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 30 juin 2021, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,5 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,2 milliard d'euros.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du circuit secondaire principal sont pour leur part enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 278 millions d'euros au premier semestre 2021 (voir note 7) contre 397 millions d'euros au 31 décembre 2020.

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 16 139 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 675 millions d'euros (13 586 millions d'euros au 31 décembre 2020 incluant des intérêts intercalaires pour 518 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur le premier semestre 2021 de 1 666 millions d'euros.
- Les études relatives à Sizewell C pour 420 millions d'euros (324 millions d'euros en 2020).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 11 171 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 70 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure relatif à EDF Renouvelables pour environ 15 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 3 094 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement sur le premier semestre 2021 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période.

Par ailleurs, les autres actifs incorporels au 30 juin 2021 comprennent les études relatives à EPR 2 pour 660 millions d'euros (577 millions d'euros au 31 décembre 2020).

La valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation se répartit comme suit :

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Actifs au titre du droit d'utilisation	Immobilisations en cours	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
VALEURS NETTES AU 30/06/2021	6 065	25 619	3 768	11 573	4 128	42 554	93 707
VALEURS NETTES AU 31/12/2020	6 248	26 976	4 716	11 084	4 116	39 460	92 600

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^{ème} visite décennale (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées pour ces deux réacteurs les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, ce qui s'est principalement traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires au 31 décembre 2020 (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de décaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

La modification des dates de fin d'amortissement effectué en 2019 conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 72 millions d'euros sur le premier semestre 2021 (103 millions d'euros sur le premier semestre 2020, la centrale du Havre ayant arrêté de fonctionner le 31 mars 2021).

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Écocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité via un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement sera adapté à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Écocombust ont par ailleurs été passées en pertes au 30 juin 2021 (une dizaine de millions d'euros).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. La dernière estimation, en date du 29 octobre 2020, du coût du programme pour la période 2014-2025 est de 49,4 milliards d'euros courants.

Le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique.

Suite à la mise en exploitation en février 2021 du diesel d'ultime secours (DUS) de Paluel 1, l'ensemble des 56 DUS sont dorénavant en exploitation.

Par ailleurs, après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars 2020 aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020, qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des

traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. A ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversées.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. Une nouvelle revue du projet sera réalisée en 2021.

Développements 2021

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de retard par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont démarré. La 1^{ère} soudure remise à niveau a été déclarée conforme le 8 juin avant traitement thermique de détensionnement et les 7 autres soudures sont réalisées, ou en cours de reprise.

Concernant les autres soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité, l'ASN a donné son accord en avril pour la reprise d'un 3^{ème} lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

EDF a déclaré le 2 mars 2021 un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie d'EDF et de Framatome. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retient la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) et sollicite un positionnement de l'ASN sur cette solution d'ici la fin de l'été pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement. Cette solution est compatible avec le planning de référence du projet et les coûts associés sont en cours d'évaluation.

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1^{er} semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

La remise à niveau des soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal reste l'activité sur le chemin critique du projet. Le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts.

Hinkley Point C

Le projet HPC a continué à progresser sur le premier semestre 2021, à la fois sur le chantier, sur les plans d'exécution du design et sur la fabrication des équipements. Les ailettes du premier rotor basse pression ont été mises en place. La fabrication des 45 000 segments formant la paroi des tunnels de prise et de rejet d'eau est maintenant réalisée et le forage du tunnel de rejet d'eau a été achevé mi-juillet.

Le management du projet a fixé comme objectif la pose du dôme de l'Unité 1 à fin 2022.

Sur l'unité 2, des progrès significatifs ont également été accomplis. Les travaux de l'unité 2 sont effectués 12 mois environ après l'unité 1.

Des mesures significatives de prévention contre la Covid-19 ont continué d'être appliquées sur le premier semestre 2021.

Une revue détaillée du calendrier et des coûts a été engagée en 2020 notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes rendues publiques le 27 janvier 2021¹ :

- Le début de production d'électricité par l'Unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- Les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling₂₀₁₅² ;
- Le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de

¹ Cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021. Les informations sont fondées sur l'hypothèse d'un retour progressif à des conditions normales de chantier à compter du deuxième trimestre 2021.

² Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling₂₀₁₅. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling₂₀₁₅, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1£ = 1,23€. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume Uni (OPI for all new work index).

0,7 milliard de livres sterling₂₀₁₅.

Sizewell C

Les principales caractéristiques du projet sont décrites dans la note 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020. Pour rappel, ce projet repose sur l'hypothèse que des investisseurs tiers s'engagent très majoritairement et EDF prévoit, à la date de la décision finale d'investissement, de devenir un actionnaire minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet à partir de cette date.

Pour EDF, la décision finale d'investissement repose sur la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C et de la faculté à retirer dès maintenant les bénéfices de la réplification, la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté et l'intérêt des investisseurs et prêteurs pour le projet.

La confirmation de l'introduction de la loi définissant le modèle de régulation applicable aux projets de nouveau nucléaire britannique reste en attente. Celle-ci est essentielle pour permettre le financement du projet.

L'examen par les autorités britanniques (« Planning Inspectorate ») de la demande d'autorisation de construction a démarré en avril 2021. La décision finale est attendue au cours du second trimestre 2022.

10.3 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2021	30/06/2020
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(688)	(583)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(7 205)	(6 165)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(625)	(727)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(8 518)	(7 475)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés sur le premier semestre 2021 concernent principalement :

- le secteur France – Activités de production et commercialisation pour 2 648 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 2 477 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 2 009 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 954 millions d'euros principalement en lien avec les projets éoliens et solaires aux États-Unis, en Europe et dans les pays émergents.

10.4 PERTES DE VALEUR / REPRISES

Des tests de pertes de valeur sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Pour rappel, compte tenu du contexte particulier lié à la crise sanitaire, une approche spécifique avait été retenue pour la clôture semestrielle 2020 afin de tenir compte des conditions macro-économiques (taux d'actualisation), de l'évolution des prix de marché des matières premières et de l'électricité, des premières orientations issues des travaux de cadrage du Plan à Moyen Terme et de la situation spécifique de certaines entités du Groupe. Des pertes de valeur avaient ainsi été enregistrées pour un total de (738) millions d'euros au 30 juin 2020, principalement au Royaume-Uni. Au 31 décembre 2020, le Groupe avait retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et notamment procédé à la mise à jour du test annuel pour les goodwill et actifs incorporels, y compris pour ceux qui avaient fait l'objet d'un test au 30 juin 2020. Les pertes de valeur enregistrées en décembre 2020 se sont élevées à (799) millions d'euros, soit un montant proche de celui enregistré dans les comptes semestriels 2020.

De façon générale, les conditions de marché et la performance opérationnelle des entités du Groupe sur 2021 ne conduisent pas à l'identification d'indices de pertes de valeur au 30 juin 2021. Certaines situations spécifiques ont néanmoins nécessité la réalisation de tests de dépréciation et conduit à constater des pertes de valeur sur des actifs isolés pour un montant de (502) millions d'euros au 30 juin 2021, principalement relatives au parc nucléaire britannique en exploitation d'EDF Energy et à certaines installations photovoltaïques d'EDF Renouvelables en France.

Royaume Uni – EDF Energy

Le 7 juin 2021, EDF a décidé de mettre la centrale nucléaire AGR de Dungeness B, située dans le sud de l'Angleterre, en phase de déchargement du combustible. Depuis septembre 2018, la centrale était en arrêt prolongé, EDF ayant géré

depuis lors une série de difficultés techniques spécifiques et continues. Bien que la plupart des difficultés aient été surmontées, de nouvelles analyses détaillées ont mis en évidence des risques supplémentaires spécifiques à la centrale au sein de certains composants clés, notamment des pièces au sein des assemblages de combustible.

En conséquence, EDF a pris la décision de ne pas redémarrer la centrale mais de la faire immédiatement passer en phase de déchargement du combustible.

La valeur des actifs de Dungeness B est intégralement passée en pertes de valeur au 30 juin 2021, à hauteur de (441) millions d'euros. La fermeture anticipée de la centrale entraîne également des dépréciations des stocks non réutilisables (combustible et pièces détachées) et le provisionnement de pénalités dans le cadre des enchères de capacité attribuées précédemment à la centrale, pour un montant total de (161) millions d'euros (voir note 7). Elle a également un effet sur les provisions nucléaires (voir note 14.2)

Pour rappel le parc nucléaire existant britannique du Groupe comporte 7 centrales AGR et 1 centrale REP (Sizewell B). Depuis l'acquisition de British Energy en 2009, EDF Energy a obtenu de l'Office for National Regulation (ONR) en lien avec les différents programmes travaux et de sûreté une licence pour prolonger la durée de fonctionnement des centrales AGR par rapport à leur durée d'exploitation initialement envisagée, à savoir : Hartlepool et Heysham 1 qui ont obtenu une extension de leur durée d'exploitation de 5 ans en 2010, puis de 5 ans supplémentaires en 2016, soit une durée de fonctionnement jusqu'en 2024 ; Hunterston et Hinkley Point B de 7 ans en 2012, soit une durée de fonctionnement jusqu'en 2023 ; Heysham 2 et Torness de 7 ans en 2016 soit une durée de fonctionnement jusqu'en 2030 ; Dungeness B de 10 ans en 2015 soit une durée de fonctionnement jusqu'en 2028. En 2020, respectivement en août puis en novembre, le Groupe a annoncé l'arrêt anticipé des centrales d'Hunterston au plus tard en janvier 2022 et d'Hinkley Point B en juillet 2022. Comme indiqué ci-dessus le Groupe a annoncé en juin 2021 la fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B. Il n'y a pas d'élément à ce jour susceptible de remettre en cause la durée de fonctionnement prévisionnelle des 4 autres centrales AGR en exploitation.

A noter également une dépréciation de montant limité (24 millions d'euros) enregistrée sur la centrale de West Burton B dans le contexte de sa cession en cours. Pour rappel, la centrale de West Burton B avait fait l'objet de dépréciations à différentes reprises depuis sa mise en service en 2013, principalement en lien avec l'évolution défavorable des *spark spread* et le niveau insuffisant des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité.

EDF Renouvelables

Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2020, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires de juillet 2006, janvier 2010 et août 2010 (article 225). EDF Renouvelables détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette révision de tarif, pour une capacité totale de 145 MWc nets. Un décret en Conseil d'État, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, doit préciser les modalités d'application de ces dispositions. Dans l'attente d'éléments complémentaires, aucun risque éventuel de perte de valeur ne pouvait être estimé dans les états financiers au 31 décembre 2020.

Le 2 juin 2021, le Gouvernement a mis en consultation deux projets de textes, le projet de décret qui précise les modalités d'application du principe de révision et notamment de la « clause de sauvegarde », et le projet d'arrêté qui fixe les conditions tarifaires applicables aux installations concernées. Le projet d'arrêté prévoit que le tarif d'achat révisé notifié au producteur s'appliquera à compter d'octobre 2021. Ces projets de texte ont fait l'objet d'un examen par le Conseil Supérieur de l'Energie le 22 juillet 2021.

Les estimations établies sur les hypothèses de tarifs mises à disposition par la CRE conduisent à comptabiliser une perte de valeur sur les parcs consolidés en intégration globale pour 9 millions d'euros, et de 25 millions d'euros sur les titres de sociétés mises en équivalence (voir note 11.2).

NOTE 11 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

Notes	30/06/2021			30/06/2020	31/12/2020	
	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
<i>(en millions d'euros)</i>						
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE ⁽¹⁾	50,10	1 444	116	56	1 378	237
Taishan (TNPJVC) ⁽²⁾	11.1	30,00	n.c.	3	1 123	(12)
Autres participations détenues par EDF SA	11.2		1 924	66	(16)	1 742
Participations détenues par EDF Renouvelables	11.2		1 391	(65)	42	1 198
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11.2		n.c.	n.c.	39	1 353
Sous total		7 486	239	124	6 794	362
CENG (reclassé en actifs détenus en vue de leur vente)	3.2	49,99	n.a.	105	(113)	n.a.
Sous total		-	105	(113)	-	63
TOTAL		7 486	344	11	6 794	425

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

⁽¹⁾ La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

⁽²⁾ La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 30 juin 2021.

11.1 TAISHAN

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3^e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont pas connus à ce jour. Le test de dépréciation tient compte de ces incertitudes liées au niveau tarifaire et à certaines hypothèses opérationnelles ajustées suite aux opérations conduites en 2020.

Le 14 juin 2021, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à cinq crayons de combustible non totalement étanches. Le 22 juillet 2021 s'est tenu un Conseil d'administration de TNPJVC, responsable de l'exploitation de la centrale nucléaire de Taishan. Lors de ce Conseil, EDF a porté sa position concernant le réacteur n°1 de Taishan suite à l'analyse des données transmises par l'exploitant. Suite à la constatation de crayons d'assemblages inétanches dans le réacteur n°1 de la centrale de Taishan, les équipes d'EDF, qui apportent leur expertise et leurs compétences, ont analysé les données transmises par l'exploitant, notamment celles relatives à la composition chimique de l'eau du circuit primaire, et ont évalué les conséquences notamment en lien avec le caractère évolutif de la situation. D'après les données dont EDF dispose, les paramètres radiochimiques de l'eau du circuit primaire demeurent en deçà des

seuils réglementaires en vigueur à la centrale de Taishan, seuils qui sont cohérents avec les pratiques internationales. L'analyse des données dont EDF dispose relatives à l'inétanchéité de crayons de combustible montre un caractère évolutif, qui fait l'objet d'un suivi en permanence par l'exploitant.

Comme indiqué dans le communiqué de presse du Groupe en date du 22 juillet 2021, au regard des analyses effectuées, les procédures d'EDF en matière d'exploitation du parc nucléaire français conduiraient EDF, en France, à mettre le réacteur à l'arrêt pour caractériser précisément le phénomène en cours et arrêter son évolution. A Taishan, les décisions correspondantes appartiennent à TNPJVC.

11.2 AUTRES PARTICIPATIONS

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 14.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement aux États Unis, en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024 ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe.

Sur le premier semestre 2021 (101) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre d'actifs éoliens d'EDF Renouvelables aux USA dans le contexte de la crise climatique au Texas de février 2021, et d'actifs photovoltaïques d'EDF Renouvelables en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.4).

Sur le premier semestre 2020, des pertes de valeur sur les titres de sociétés mises en équivalence avaient été comptabilisées pour un montant de (122) millions d'euros, au titre de deux actifs aux États-Unis et au Chili détenus par EDF Renouvelables compte tenu de contextes spécifiques, d'un actif charbon en Chine et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés pour un montant de (97) millions d'euros (voir note 14.1.2).

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2021

EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados

Le 22 février 2021, EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l, filiale du groupe d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord Enbridge Inc. et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer). Cette annonce fait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 448 MW, le projet du parc éolien en mer du Calvados est composé de 64 éoliennes localisées à plus de 10 km au large des côtes du Bessin, sur une surface totale d'environ 45 km². A sa mise en service attendue courant 2024, il produira l'équivalent de la consommation annuelle en électricité de 630 000 personnes, soit plus de 90 % de la population du Calvados.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à environ 2 milliards d'euros. Il sera majoritairement financé par une dette sans recours. Le parc éolien en mer du Calvados bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

RTE, responsable du raccordement du parc, a débuté ses travaux à terre sur le premier trimestre 2021. Le consortium a signé ses principaux contrats de fourniture avec des fournisseurs de premier rang.

Chacun des actionnaires du projet bénéficie d'une grande expérience dans le domaine de l'éolien en mer et dans la conduite de projets industriels d'envergure :

- **EDF Renouvelables** qui détient 42,5 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, apporte son savoir-faire en matière de développement, de construction et d'exploitation de projets d'énergies renouvelables, notamment dans le secteur de l'éolien en mer.
- **EIH S.a.r.l** qui détient 42,5 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, est une filiale d'Enbridge Inc., un groupe majeur d'infrastructure énergétique nord-américain de premier plan avec d'importants investissements dans les énergies renouvelables en Amérique du Nord et des investissements dans plusieurs grands projets éoliens en mer en Europe.
- **wpd** qui détient 15 % du projet, figure parmi les pionniers et les leaders de l'éolien en mer.

Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis

Le 1^{er} juillet 2021, le groupe EDF, au travers du consortium Atlantic Shores Offshore Wind (Atlantic Shores) détenu à parts égales entre sa filiale EDF Renouvelables et Shell New Energies US LLC., a annoncé avoir remporté un projet de parc éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis. Le consortium a été désigné lauréat par l'administration du New Jersey chargée des services aux collectivités.

La zone d'implantation du futur parc se situe à une distance de 15 à 30 km des côtes. Figurant parmi les plus puissants des États-Unis, ce parc éolien en mer alimentera en électricité l'équivalent de la consommation annuelle de 700 000 foyers. Le lancement de sa construction est prévu en 2024.

NOTE 12 CLIENTS, AUTRES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

12.1 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	14 893	14 686
dont actifs sur contrat ⁽¹⁾	421	389
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 174	1 036
Dépréciations ⁽²⁾	(1 222)	(1 201)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	15 845	14 521

⁽¹⁾ Les actifs sur contrat représentent un montant de 421 millions d'euros au 30 juin 2021 (389 millions au 31 décembre 2020) principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables et Autre international.

⁽²⁾ Voir note 1.6.1.

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 152 millions d'euros au 30 juin 2021 (6 782 millions au 31 décembre 2020).

12.1.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	30/06/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	17 067	(1 222)	15 845	15 722	(1 201)	14 521
dont créances échues de moins de 6 mois	1 272	(287)	985	1 249	(242)	1 007
dont créances échues de 6 à 12 mois	395	(124)	271	465	(193)	272
dont créances échues de plus de 12 mois	814	(613)	201	851	(526)	325
dont total des créances échues	2 481	(1 024)	1 457	2 565	(961)	1 604
dont total des créances non échues	14 586	(198)	14 388	13 157	(240)	12 917

12.1.2 Opérations de mobilisation de créances

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	164	84
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	40	60
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	844	792

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 844 millions d'euros au 30 juin 2021, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (792 millions d'euros en décembre 2020).

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

12.2 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2021, les autres débiteurs intègrent principalement des créances fiscales à hauteur de 1 806 millions d'euros (2 236 millions au 31 décembre 2020) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 500 millions d'euros (1 457 millions au 31 décembre 2020). Ils intègrent également un produit à recevoir au titre de la CSPE à hauteur de 2 218 millions (1 993 millions d'euros au 31 décembre 2020) (voir note 5.3).

Charges de Service public d'EDF SA

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre du premier semestre 2021 s'élève à 3 855 millions d'euros.

Les montants encaissés entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2021, s'établissent à 3 990 millions d'euros. Depuis le 1^{er} janvier 2021, le financement du mécanisme est réalisé en totalité à partir du Budget Général de l'État, en application de la loi de finances initiale 2020.

Par ailleurs, EDF s'est acquittée, au cours du premier semestre 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre de régularisations portant sur l'ancien mécanisme CSPE.

Sur la base d'une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020, la créance d'exploitation au 30 juin 2021 s'élève ainsi à 2 162 millions d'euros que l'État doit à EDF SA.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de Service public de l'énergie, la CRE a publié le 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros).

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est décrit dans la note 5.4.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2020.

12.3 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2021	Dont passifs sur contrat	31/12/2020	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 854	1 383	1 788	1 344
Fournisseurs d'immobilisations	3 638	-	4 196	-
Dettes fiscales	4 868	-	4 532	-
Dettes sociales	4 798	-	4 712	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 337	3 289	3 290	3 233
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	881	456	827	430
Autres dettes	2 955	-	2 390	-
AUTRES CRÉDITEURS	22 331	5 128	21 735	5 007
dont part non courante	4 803	3 208	4 874	3 092
dont part courante	17 528	1 920	16 861	1 915

⁽¹⁾Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020 (voir note 5.3).

12.3.1 Avances et acomptes reçus

Au 30 juin 2021, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 545 millions d'euros (518 millions d'euros au 31 décembre 2020).

12.3.2 Dettes fiscales

Au 30 juin 2021, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 610 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (502 millions d'euros au 31 décembre 2020).

12.3.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 30 juin 2021, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 808 millions d'euros (1 713 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

12.3.4 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur le premier semestre 2021 pour 376 millions d'euros (21 millions d'euros sur le premier semestre 2020).

12.3.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

	31/12/2020	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	30/06/2021
<i>(en millions d'euros)</i>								
Acomptes reçus	1 344	557	(536)	(11)	-	6	23	1 383
Produits constatés d'avance long terme	3 233	271	(247)	-	28	-	3	3 289
Autres produits constatés d'avance	430	347	(311)	-	-	(1)	2	456

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 383 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 745 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 128 millions d'euros au 30 juin 2021 (contre 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 11 420 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 139 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

NOTE 13 CAPITAUX PROPRES

13.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2021, le capital social s'élève à 1 578 916 053,50 euros composé de 3 157 832 107 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,77 % par l'État, 14,85 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,34 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,04 % d'actions auto-détenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, suite à l'émission de 57 908 528 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2021.

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

13.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

13.3 TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

13.3.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 30 juin 2021

Au 30 juin 2021, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 525 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 290 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les opérations d'émission de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 30 juin 2021 pour un montant net total de 1 235 millions d'euros (voir note 13.3.2).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 288 millions d'euros sur le premier semestre 2021, contre 286 millions d'euros sur le premier semestre 2020 et 501 millions d'euros sur l'exercice 2020. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le deuxième semestre 2021, une rémunération de 152 millions d'euros a été versée en juillet 2021 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durées indéterminée contre 149 millions d'euros en juillet 2020.

13.3.2 Evolution des titres subordonnés à durée indéterminée sur le premier semestre 2021

Emission d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations sociales hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Les fonds levés par le biais des obligations sociales hybrides seront dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni. Dans le respect des *Social Bond Principles* et des *Sustainability Bond Guidelines* de l'ICMA (International Capital Market Association), cette émission d'obligations sociales hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) du Groupe en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1^{er} juin 2021, date à laquelle les obligations sociales hybrides sont admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 1 235 millions d'euros.

13.4 OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCÉANES)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCÉANES Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros (voir note 14.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

Ces obligations sont comptabilisées pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros (voir note 17.2.2.1) et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Au 30 juin 2021, l'opération est sans impact sur les capitaux propres car aucun souscripteur n'a exercé son option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes.

NOTE 14 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2021			31/12/2020		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 168	26 649	27 817	1 430	26 137	27 567
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 358	31 775	33 133	723	32 196	32 919
Provisions liées à la production nucléaire	2 526	58 424	60 950	2 153	58 333	60 486

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2021
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 608	261	(622)	234	61	(9)	12 533
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	2	-	16	26	-	590
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 413	45	(197)	255	52	126	14 694
Provisions pour aval du cycle nucléaire	27 567	308	(819)	505	139	117	27 817
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	28 036	28	(116)	569	497	(271)	28 743
Provisions pour derniers cœurs	4 883	-	(338)	51	99	(305)	4 390
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 919	28	(454)	620	596	(576)	33 133
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	60 486	336	(1 273)	1 125	735	(459)	60 950
Dont EDF SA 	44 822	324	(814)	732	-	(1 027)	44 037
<i>dont périmètre loi du 28 juin 2006</i>	43 746	303	(796)	705	-	(1 027)	42 931
Dont Royaume-Uni 	15 280	12	(459)	389	735	568	16 525
Dont Belgique 	384	-	-	4	-	-	388

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA observée sur le premier semestre 2021 s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.6.2), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissement (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou stockage, nécessitant la mise en œuvre des solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- en « autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs;
- en « augmentation » et « diminutions » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.

14.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES ET ACTIFS DÉDIÉS EN FRANCE

14.1.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durées d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF, conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit a commencé début décembre 2020 et s'est terminé en fin de premier semestre 2021. Le rapport d'audit final devrait être publié prochainement. Il n'est pas attendu d'impacts significatifs au périmètre des provisions auditées, qui nécessiterait une mise à jour des provisions à ce titre au 30 juin 2021.

Taux d'actualisation et taux d'inflation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation sont décrites en note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

Sur cette base, le taux d'actualisation s'établit à 3,4 % au 30 juin 2021 (3,3 % au 31 décembre 2020) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,3 % (1,2 % au 31 décembre 2020). Le taux d'actualisation réel est donc inchangé à 2,1 %.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Au regard du décret du 1^{er} juillet 2020 et de l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, le taux d'actualisation doit respecter un double plafond réglementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,8 % au 30 juin 2021 (2,66 % arrondi à 2,7 % au 31 décembre 2020).

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

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	30/06/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	19 652	10 122	18 998	10 246
- dont non liée au cycle d'exploitation	2 745	1 313	2 727	1 297
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 127	13 495	35 580	13 300
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	55 779	23 617	54 578	23 546
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 012	12 028	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 405	4 742	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 288	2 544	4 258	2 711
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 705	19 314	31 351	20 200
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		42 931		43 746

Hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021, les provisions nucléaires évoluent peu sur le premier semestre 2021, en l'absence d'évolution notable de devis et dans le contexte d'un taux d'actualisation réel stable.

La note 15.1.1.5 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020 présente l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base.

14.1.2 Actifs dédiés d'EDF

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

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020.

14.1.2.1 Évolutions des actifs dédiés sur le premier semestre 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée sur le premier semestre 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 113 millions d'euros sur le premier semestre 2020 et 797 millions d'euros sur l'exercice 2020).

Malgré une situation sanitaire toujours fragile en début d'année, les marchés ont été portés par les perspectives d'une amélioration rapide de la situation. La campagne de vaccination qui a eu lieu dans les pays occidentaux permet en effet d'anticiper un rebond soutenu de l'activité. Celui-ci est déjà en cours aux USA, et se dessine nettement en Europe avec le déconfinement. Sur le premier semestre, les marchés actions ont ainsi progressé de 14,7 % (MSCI World All Countries couvert à 50 % contre le risque de change sur les pays développés) tandis que les taux se tendaient significativement.

La progression des marchés actions a été générale, même si, les États-Unis, ainsi que l'Europe, ont surperformé les autres marchés et en particulier le Japon.

Sur les marchés obligataires, les taux allemands à 10 ans ont progressé de + 0,4 % et les taux américains de + 0,5 %. Cette hausse des taux, si elle est naturelle à ce stade du cycle économique, reste cependant soumise à la vigilance des banques centrales qui ont pour volonté de maintenir une politique monétaire accommodante. Ce soutien a permis de limiter l'ampleur de la hausse des taux, malgré des chiffres d'inflation qui ont surpris par leur vigueur. Les banques centrales considèrent que cette hausse de l'inflation n'est que transitoire.

Au premier semestre 2021, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents *via* un investissement complémentaire dans Energy Assets Group au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne *via* des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur le premier semestre 2021 dans le résultat financier à hauteur de 1 836 millions d'euros (voir note 8.2) contre des variations de juste valeur à hauteur de (830) millions d'euros sur le premier semestre 2020 et de 1 218 millions sur l'exercice 2020.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur le premier semestre 2021 en OCI à hauteur de (182) millions d'euros (voir note 17.1.2) contre des variations de juste valeur positives à

hauteur de 9 millions d'euros sur le premier semestre 2020 et 62 millions d'euros en 2020.

Des retraits pour un montant de 245 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir au premier semestre 2021 (261 millions d'euros sur le premier semestre 2020 et 431 millions d'euros sur l'exercice 2020).

14.1.2.2 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

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

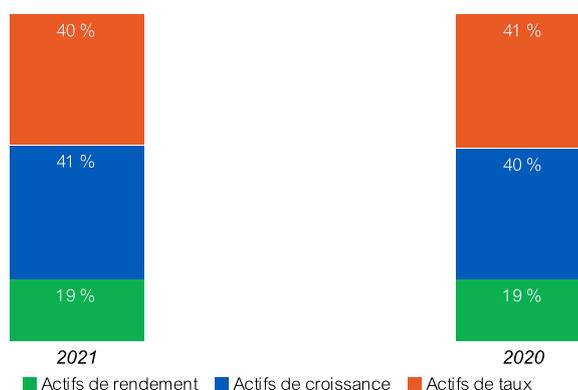
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2021		31/12/2020	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		4 936	6 898	4 677	6 420
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 444	3 045	1 378	2 788
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	2 168	2 470	1 974	2 252
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 339	1 398	1 309	1 364
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(15)	(15)	16	16
Actifs de croissance		14 705	14 705	13 692	13 692
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	14 340	14 340	13 174	13 174
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	404	404	330	330
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(39)	(39)	188	188
Actifs de taux		14 300	14 300	13 736	13 736
Obligations	Titres de dettes	12 548	12 548	12 371	12 371
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	166	166	155	155
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 575	1 575	1 185	1 185
Dérivés	Juste valeur des dérivés	11	11	25	25
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		33 941	35 903	32 105	33 848

⁽¹⁾Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

⁽²⁾Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

⁽³⁾Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 213 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés au premier semestre 2021 par rapport à 2020 est la suivante (en valeur de réalisation) :



14.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

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

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 313	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 495	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 770	17 489
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	549	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	32 127	32 676
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	35 903	33 848
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	111,8 %	103,6 %

Au 30 juin 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 111,8 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 30 juin 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,6 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

14.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 15.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

Pour rappel, des discussions étaient en cours depuis 2019 entre EDF Energy et le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration (voir note 15.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020), afin d'assurer un recouvrement opérationnel des coûts éligibles et de clarifier les conditions de transfert des centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, à la Nuclear Decommissioning Authority qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords, confirmant qu'EDF mènera les activités de déchargement du combustible jusqu'à leur terme et recouvrira l'ensemble des coûts associés éligibles auprès du Nuclear Liabilities Fund (NLF), et actant, dès aujourd'hui, le fait qu'à l'issue de la phase de déchargement, il y aura un transfert de propriété et de responsabilité des centrales AGR au gouvernement britannique, qui prendra en charge leur déconstruction et en assumera les coûts.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

Par ailleurs, début 2020, EDF Energy avait effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan Submission - DPS 20*), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. Le NDA a approuvé cette phase du DPS en juin 2021. La deuxième phase du DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira les activités de déconstruction des AGR, également la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

Enfin, à la suite de la décision du 7 juin 2021 de mise en phase de déchargement du combustible de la centrale de Dungeness B (voir note 10.4), les provisions nucléaires ont été impactées de la façon suivante :

- diminution de 338 millions d'euros des provisions derniers cœurs, en face de la dépréciation du stock de combustible nucléaire pour un montant équivalent, correspondant au stock encore en réacteur (colonne « diminution » du tableau en note 14) ;
- augmentation des provisions pour déconstruction de 665 millions d'euros (avec pour contrepartie la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au Royaume-Uni) pour prendre en compte la fermeture anticipée de la centrale (colonne « autres mouvements » du tableau en note 14).

Le taux d'actualisation réel, en vision globale pour l'ensemble des provisions nucléaires d'EDF Energy au 30 juin 2021 correspond à un taux de 1,8 %, inchangé par rapport au 31 décembre 2020.

NOTE 15 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

15.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Provisions pour avantages du personnel – part courante	843	879
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	19 783	22 130
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	20 626	23 009

15.1.1 Décomposition de la variation de la provision : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Solde au 31/12/2020⁽¹⁾	46 558	(25 274)	21 284
Charge nette du premier semestre 2021	783	(151)	632
Écarts actuariels	(2 842)	217	(2 625)
Cotisations versées aux fonds	-	(153)	(153)
Cotisations salariales	4	(4)	-
Prestations versées	(870)	207	(663)
Écarts de conversion	476	(544)	(68)
Autres mouvements	(71)	2	(69)
SOLDE AU 30/06/2021	44 038	(25 700)	18 338
Dont			
Provisions pour avantages du personnel			20 626
Actifs financiers non courants			(2 288)

⁽¹⁾Le passif net au 31 décembre 2020 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 23 009 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 725) millions d'euros soit un passif net de 21 284 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2021 s'élèvent à (2 842) millions d'euros :

- dont (2 171) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (2 848) millions d'euros (+ 40 points de base),
 - la variation du taux d'inflation pour 677 millions d'euros (+ 10 points de base) ; et
- dont (647) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 15.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2021 s'élèvent à 217 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de 105 millions d'euros et en France de 125 millions d'euros, dues à la baisse des marchés obligataires dans un contexte de remontée des taux impactant défavorablement les actifs adossés aux engagements couverts, partiellement compensée par la performance positive des actifs de croissance.

Evolutions au Royaume Uni

EDF Energy a pris la décision de fermer les régimes de retraite à prestations définies EEGS, EEPS et BEGG et de les remplacer par un nouveau régime à cotisations définies appelé « myRetirement Plan ».

Cette décision est applicable à l'ensemble des salariés à l'exception des salariés avec des droits de retraite protégés qui continueront de bénéficier des régimes de retraite à prestations définies existants.

Après consultation avec l'ensemble des salariés, l'adhésion au nouveau régime se fera soit au 1^{er} juillet 2021 soit au 1^{er} janvier 2022.

Les régimes actuels continueront d'exister pour les droits acquis jusqu'à cette date; les engagements correspondants seront mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne seront plus sensibles aux nouveaux entrants ni à l'évolution des salaires.

Conformément à IAS 19, la réévaluation du plan au 30 juin 2021 s'est traduite par une diminution des engagements au titre de la réduction des coûts des services passés pour 35 millions d'euros, comptabilisée au compte de résultat.

Par ailleurs, afin d'accompagner cette transition, EDF Energy a décidé d'accorder à ses salariés une prime individuelle de transition qui varie en fonction de la date d'adhésion du nouveau plan. À ce titre une charge à payer est comptabilisée au 30 juin 2021 pour (82) millions d'euros dans les « Charges de personnel ».

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

<i>(in millions of euros)</i>	S1 2021	S1 2020
Coût des services rendus	(569)	(479)
Coût des services passés	35	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(1)	(55)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(3)	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(538)	(534)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(245)	(325)
Produit sur les actifs de couverture	151	195
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(94)	(130)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(632)	(664)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	2 842	(948)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(217)	937
Écarts actuariels	2 625	(11)
Écarts de conversion	68	(63)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	2 693	(74)

La répartition géographique du passif net n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2021 (voir note 16.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

15.2 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2020.

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

<i>(en %)</i>	France		Royaume-Uni	
	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,30 %	0,90 %	1,90 %	1,45 %
Taux d'inflation	1,30 %	1,20 %	2,84 %	2,53 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,40 %	2,30 %	2,57 %	2,37 %

⁽¹⁾Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

⁽²⁾Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

NOTE 16 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

(en millions d'euros)	Note	30/06/2021			31/12/2020		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction		86	1 787	1 873	120	1 744	1 864
Autres provisions	16.1	3 246	3 680	6 926	2 675	3 630	6 305
AUTRES PROVISIONS		3 332	5 467	8 799	2 795	5 374	8 169

16.1 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2021
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	801	178	(16)	-	-	(24)	939
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	166	-	(23)	-	-	1	144
Provisions pour litiges	392	32	(26)	(15)	-	(7)	376
Provisions pour contrats onéreux	1 890	10	(79)	(184)	1	8	1 646
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 192	1 019	(445)	(4)	-	47	1 809
Autres provisions pour risques et charges	1 864	434	(235)	(59)	(7)	15	2 012
TOTAL	6 305	1 673	(824)	(262)	(6)	40	6 926

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Une reprise de provision sur un contrat d'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance des États-Unis a été comptabilisée au 30 juin 2021 en lien avec la nette amélioration des *spreads* États-Unis / Europe à moyen et long terme dans un contexte de marché encore très volatile.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE), le cas échéant. La hausse des provisions sur l'exercice correspond principalement à des dotations au titre des Certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni. Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des Certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Autres provisions pour risques et charges

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

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

16.2 PASSIFS ÉVENTUELS

16.2.1 Contrôles fiscaux d'EDF

Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Comme indiqué dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019, ce

redressement réitéré chaque année représentait un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. Cette décision entraîne sur le mois de juillet un décaissement de 374 millions d'euros. La Société pourra former un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Pour rappel, EDF avait inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros.

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

16.2.2 Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les Pouvoirs Publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre 2019 dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (...) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de commerce de Paris statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les Pouvoirs Publics, entraînant la suspension des contrats ARENH de ces fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés. EDF a déposé un pourvoi en cassation contre cet arrêt de la Cour d'appel de Paris du 28 juillet 2020. Seule Total Direct Énergie demeure partie à l'instance qui est en cours.

Le 2 juin 2020¹, EDF avait par ailleurs notifié la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision avait été prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1^{er} juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF à l'égard de Total Direct Énergie. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés, rétablissant les effets de la résiliation notifiée par EDF le 2 juin 2020.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons d'ARENH avaient repris. La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à Total Direct Énergie pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris du 19 novembre, EDF a saisi le Conseil d'État d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020, en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.

Au final, la suspension des livraisons aux trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance rendue fin mai par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) et la poursuite des livraisons à Total Direct Énergie fin décembre a représenté pour EDF un manque à gagner évalué à quelques dizaines de millions d'euros (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

Fin septembre 2020, une nouvelle procédure en référé a été introduite par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui aurait été poursuivie par EDF de manière illicite, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Les décisions précitées ont été rendues dans le cadre d'une procédure d'urgence, à titre provisoire, mais ne statuent pas sur le fond de l'affaire. Seules des procédures au fond permettront d'établir définitivement le bien fondé des positions

¹ Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.

respectives des parties.

A ce jour, certains fournisseurs alternatifs ont assigné EDF au fond devant le Tribunal de commerce de Paris en vue d'obtenir l'indemnisation du préjudice prétendument généré par le refus d'EDF de suspendre les livraisons d'ARENH sur le fondement de la force majeure. Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement condamnant EDF à verser à un fournisseur alternatif 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF a commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes d'ARENH. EDF a interjeté appel du jugement devant la Cour d'appel de Paris. Les autres procédures sont en cours.

16.2.3 Edison

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours.

- deux procédures administratives :
 - 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 pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considéré comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État Italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme. La procédure devant le Conseil d'État a été rejetée, les autres procédures sont en cours.

Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, Il a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société également a récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, attend afin de comprendre comment les administrations concernées entendent procéder.

- par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara. La procédure est en cours ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Speciality Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.

Fin juin 2021, le Secrétariat de la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale a notifié à Edison la sentence partielle par laquelle le Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Speciality Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales faites par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016.

Le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Speciality Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. L'audience préliminaire est prévue pour le 10 septembre 2021.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi que l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État.

Par décision en date du 1^{er} avril 2020, le recours d'Edison a été rejeté par le Conseil d'Etat et les décisions de première instance ont ainsi été confirmées. Edison a poursuivi son appel de la décision devant la Cour de cassation et devant le Conseil d'État lui-même. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

16.2.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. EDF et ses filiales ont introduit des recours devant la Cour d'appel de Versailles pour contester ces opérations de visite et de saisies. Par ordonnances du 12 avril 2018 et du 10 janvier 2019, le Président de la Cour d'appel de Versailles a rejeté les appels contre l'ordonnance d'autorisation des opérations de visite et de saisies et contre le déroulement de ces opérations. Le pourvoi en cassation introduit par EDF et ses filiales a été rejeté par un arrêt du 20 janvier 2021.

La seconde procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de certificats d'économie d'énergie. Cette notification de griefs marque la première étape d'une procédure contradictoire, sans préjuger de son issue finale.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, qui marque la première étape d'une procédure contradictoire sans préjuger de son issue finale.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVa, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, une sanction financière pouvant aller jusqu'à un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Hormis les procédures décrites ci-dessus, aucune autre évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2021 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2020 en note 17.3.

NOTE 17 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

17.1 ACTIFS FINANCIERS

17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

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

(en millions d'euros)	30/06/2021			31/12/2020		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	10 401	6 312	16 713	13 044	5 696	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	33	240	273	34	228	262
Titres en juste valeur en résultat	1 518	24 425	25 943	2 556	22 807	25 363
Titres de dettes ou de capitaux propres	11 952	30 977	42 929	15 634	28 731	44 365
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	9 609	-	9 609	5 038	-	5 038
Dérivés de couverture – Juste valeur positive ⁽¹⁾	3 516	2 823	6 339	1 625	3 814	5 439
Prêts et créances financières ⁽²⁾	1 838	16 836	18 674	1 235	15 070	16 305
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	26 915	50 636	77 551	23 532	47 615	71 147

⁽¹⁾Dont 3 692 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

⁽²⁾Dont dépréciation pour (390) millions d'euros au 30 juin 2021 ((432) millions d'euros au 31 décembre 2020).

17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

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

(en millions d'euros)	30/06/2021				31/12/2020
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 413	-	23 833	30 246	28 398
Actifs liquides	10 233	-	1 482	11 715	15 028
Autres actifs ⁽¹⁾	67	273	628	968	939
TOTAL	16 713	273	25 943	42 929	44 365

⁽¹⁾Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 14.1.2. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

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

	S1 2021			S1 2020		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs dédiés d'EDF	(148)	-	34	79	-	70
Actifs liquides	(26)	-	8	(49)	-	9
Autres titres	-	15	-	-	6	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	(174)	15	42	30	6	79

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

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

⁽³⁾Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) concernent principalement EDF pour (216) millions d'euros dont (182) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2021 et pour (49) millions d'euros dont 9 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2020.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur le premier semestre 2021.

17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2021	31/12/2020
Créances à recevoir du NLF	14 631	13 034
Autres prêts et créances financières	4 043	3 271
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	18 674	16 305

Au 30 juin 2021, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 14 631 millions d'euros au 30 juin 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 14.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy pour un montant de 2 288 millions d'euros au 30 juin 2021 contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020,
 - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 276 millions d'euros au 30 juin 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
 - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 388 millions d'euros au 30 juin 2021 contre 382 millions d'euros au 31 décembre 2020.

17.2 PASSIFS FINANCIERS

17.2.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

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

(en millions d'euros)	30/06/2021			31/12/2020		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	52 204	9 299	61 503	54 066	11 525	65 591
Dérivés de transaction – Juste valeur négative	-	10 888	10 888	-	5 125	5 125
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	573	2 949	3 522	1 833	959	2 792
PASSIFS FINANCIERS	52 777	23 136	75 913	55 899	17 609	73 508

⁽¹⁾Dont 861 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

17.2.2 Emprunts et dettes financières

17.2.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2020	50 196	3 297	6 571	4 307	1 220	65 591
Augmentations	3	789	312	402	49	1 555
Diminutions	(3 384)	(469)	(1 768)	(365)	(135)	(6 121)
Écarts de conversion	338	46	81	28	1	494
Mouvements de périmètre	-	139	(9)	(8)	-	122
Variations de juste valeur	(362)	-	(17)	-	-	(379)
Autres mouvements	-	(2)	287	(38)	(6)	241
SOLDES AU 30/06/2021	46 791	3 800	5 457	4 326	1 129	61 503

La variation des emprunts obligataires s'explique par les remboursements obligataires de 3,4 milliards d'euros intervenus sur la période dont (2,0) milliards d'euros en janvier 2021 et (1,4) milliards d'euros en avril 2021.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2021
Émissions d'emprunts	3	789	312	-	-	1 104
Remboursements d'emprunts	(3 384)	(469)	(1 768)	(365)	24	(5 962)

17.2.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 371	577	4 917	642	792	9 299
Entre un et cinq ans	9 745	1 484	218	2 279	114	13 840
À plus de cinq ans	34 675	1 739	322	1 405	223	38 364
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2021	46 791	3 800	5 457	4 326	1 129	61 503

17.3 LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 757 millions d'euros au 30 juin 2021 (11 110 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces montants incluent 6 400 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 30 juin 2021 (5 650 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(en millions d'euros)	30/06/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	10 757	2 954	7 453	350	11 110

17.4 JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	30/06/2021		31/12/2020	
	Juste valeur	Valeur au bilan	Juste valeur	Valeur au bilan
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	71 061	61 503	75 680	65 591

17.5 VARIATION DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	S1 2021			S1 2020		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	36	-	-	-	-	-
Couverture de change	1 441	248	(29)	885	(41)	(3)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(666)	-	-	497	-	-
Couverture de matières premières	(65)	367	(5)	951	982	(3)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	746	615	(34)	2 333	941	(6)

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

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

⁽³⁾Hors entreprises associées et coentreprises.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (excédent brut d'exploitation) au premier semestre 2021 pour 367 millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- de CO₂ pour 521 millions d'euros, principalement sur le secteur France - Activités de production et commercialisation ;
- d'électricité pour (120) millions d'euros, principalement sur les secteurs France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (34) millions d'euros.

NOTE 18 INDICATEURS FINANCIERS

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

18.1 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant 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.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 30 juin 2021

(en millions d'euros)	Notes	S1 2021			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					4 172
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾	8.2	(1 917)	524	3	(1 390)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	541	(148)	-	393
Pertes de valeur		603	(125)	(66)	412
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.4	502	(125)	(66)	311
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	11.2	101	-	-	101
Autres éléments		160	20	(27)	153
- dont autres produits et charges d'exploitation ⁽³⁾	7	92	(1)	(27)	64
- dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.2	72	(20)	-	52
- Autres		(4)	41 ⁽⁴⁾	-	37
RÉSULTAT NET COURANT					3 740

⁽¹⁾Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

⁽²⁾Au 30 juin 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (441) millions d'euros.

⁽³⁾Au 30 juin 2021, les APCE comprennent notamment le produit de l'indemnité transactionnelle prévu dans l'accord signé entre Areva et EDF pour un montant de 505 millions d'euros, les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness pour un montant de (161) millions d'euros, les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (278) millions d'euros.

⁽⁴⁾Le montant intègre le produit d'impôt reconnu au titre de la réévaluation fiscale des actifs en Italie, compensé par l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition au Royaume-Uni à partir de 2023 (voir note 9).

Le résultat net courant s'établit à 3 740 millions d'euros à fin juin 2021, en hausse de 2 473 millions d'euros par rapport au premier semestre 2020.

Au 30 juin 2020

(en millions d'euros)	Notes	S1 2020			
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					(701)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾	8.2	914	(248)	(7)	659
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	323	(74)	-	249
Pertes de valeur		988	(141)	(123)	724
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.4	738	(141)	(120)	477
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	11.2	122	-	-	122
- dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)	3.2.2	128	-	(3)	125
Autres éléments		290	44	2	336
- dont autres produits et charges d'exploitation ⁽²⁾	7	153	(43)	2	112
- dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.2	103	(29)	-	74
- dont augmentation du taux d'impôt au Royaume-Uni		-	122	-	122
- Autres		34	(6)	-	28
RÉSULTAT NET COURANT					1 267

⁽¹⁾Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

⁽²⁾Au 30 juin 2020, les APCE comprennent notamment les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (146) millions d'euros.

18.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET

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 taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2021	31/12/2020
Emprunts et dettes financières	17.2.2	61 503	65 591
Dérivés de couvertures des dettes	17.1.1 et 17.2.1	(2 831)	(1 986)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(5 928)	(6 270)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	17.1.2	(11 715)	(15 028)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		(22)	(17)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		41 007	42 290

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 41 007 millions d'euros à fin juin 2021 (42 290 millions d'euros à fin décembre 2020). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,21 au premier semestre 2021 (2,61 à fin décembre 2020). Le ratio au 30 juin 2021 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2020 et du premier semestre 2021.

NOTE 19 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2021. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

19.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2021	31/12/2020
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	19.1.1	17 881	17 151
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	19.1.2	17 166	16 494
Engagements donnés liés aux opérations de financement	19.1.3	6 021	5 536
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		41 068	39 181

⁽¹⁾ Hors achats d'énergie et de combustibles et hors locations en tant que preneur.

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

19.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

19.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz et services associés) s'élevaient à 24 715 millions d'euros au 31 décembre 2020. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2021.

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

Au 30 juin 2021, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 483	2 347	2 479	4 657	9 185
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	8 191	4 872	2 687	632	7 720
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	207	53	87	67	246
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	17 881	7 272	5 253	5 356	17 151

⁽¹⁾ Hors énergies et combustibles.

⁽²⁾ Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 826 millions d'euros au 30 juin 2021 (1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020).

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

Au 30 juin 2021 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison, EDF Energy et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement. Leur évolution s'explique essentiellement par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables, notamment aux États-Unis.

19.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Les engagements de location en tant que preneur non comptabilisés au bilan s'élevaient à 369 millions d'euros au 31 décembre 2020. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2021.

19.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2021, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 894	9 042	6 321	531	15 625
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 143	472	576	95	716
Autres engagements donnés liés aux investissements	129	129	-	-	153
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	17 166	9 643	6 897	626	16 494

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 206 millions d'euros au 30 juin 2021 (212 millions d'euros au 31 décembre 2020).

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels est principalement liée à l'effet de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, et dans une moindre mesure à des contrats en lien avec la maintenance du parc de production nucléaire d'EDF SA. Ces augmentations sont partiellement compensées par la diminution des engagements donnés par EDF Energy (avancement de la construction d'Hinkley Point C) et par Enedis (poursuite du déploiement des compteurs Linky).

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs financiers s'explique notamment par l'engagement pris par EDF Invest d'acquérir, via un consortium, une part minoritaire du capital d'Orange Concessions (société constituée par Orange pour regrouper ses investissements de fibre optique situés dans des Réseaux d'Initiative Publique en France). La finalisation de l'opération est prévue sur le second semestre 2021.

19.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2021 sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2021				31/12/2020
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 264	361	2 169	1 734	4 179
Garanties financières données	1 277	44	516	717	949
Autres engagements donnés liés au financement	480	393	35	52	408
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 021	798	2 720	2 503	5 536

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 488 millions d'euros au 30 juin 2021 (1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participation de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables. L'augmentation des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée à EDF Renouvelables dans le cadre du développement de ses projets en France, aux États-Unis et au Brésil.

19.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés.

(en millions d'euros)	30/06/2021	31/12/2020
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	7 995	7 397
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement / désinvestissement	1 004	132
Engagements reçus liés aux opérations de financement	37	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽²⁾	9 036	7 560

⁽¹⁾Hors engagements de livraison d'énergie et services associés. Hors engagements de location simple en tant que bailleur (711 millions d'euros au 31 décembre 2020).

⁽²⁾Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 17.3.

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par les opérations de cession en cours de Dalkia Wastenergy et de West Burton B (voir note 3.1), dont la réalisation reste conditionnée à la levée des conditions suspensives, ainsi que par une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

NOTE 20 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.



KPMG S.A.
Tour EQHO
2, avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, Place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
France

Electricité de France S.A.

**Rapport des Commissaires aux comptes
sur l'information financière semestrielle 2021**

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2021
Electricité de France S.A.
22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris



KPMG S.A.
Tour EQHO
2, avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, Place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
France

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2021

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2021

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'Assemblée Générale et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Electricité de France S.A., relatifs à la période du 1^{er} janvier 2021 au 30 juin 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'examen limité des comptes consolidés semestriels résumés. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre de nos travaux.

Ces comptes consolidés semestriels résumés ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes consolidés semestriels résumés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité, commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés semestriels résumés.

Paris-La Défense, le 28 juillet 2021

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Jay Nirsimloo



Michel Piette



Damien Leurent



Christophe Patrier