



Société anonyme
au capital de 1 549 961 789,50 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2020

RÉSULTATS DU GROUPE

SOMMAIRE

1	CHIFFRES CLÉS	3
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	4
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	4
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	8
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	8
2.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	8
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	10
3.1	Événements majeurs	10
3.2	Plan de cession d'actifs	11
3.3	Structure financière	11
3.4	Environnement réglementaire	11
3.5	Autres événements marquants	12
4	ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE	12
5	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2020 ET 2019	13
5.1	Chiffre d'affaires	14
5.2	Excédent brut d'exploitation (EBE)	16
5.3	Résultat d'exploitation	20
5.4	Résultat financier	21
5.5	Impôts sur les résultats	21
5.6	Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	22
5.7	Résultat net des activités en cours de cession	22
5.8	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	22
5.9	Résultat net part du Groupe	22
5.10	Résultat net courant	22
6	FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET	22
6.1	Endettement financier net	23
6.2	Ratios financiers	25
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	26
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	26
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	33
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	35
9	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	35
10	PERSPECTIVES	35

1 CHIFFRES CLÉS

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2020 du groupe EDF.

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2020 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 31 décembre 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020.

La cession de l'activité E&P d'Edison et l'impact du retraitement sont présentés en note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020. Les actifs et passifs des activités en cours de cession font l'objet d'une présentation en note 3.2.

Au 31 décembre 2020, en application de la norme IFRS 5, les montants des actifs et passifs relatifs à l'activité Exploration & Production (E&P) de l'Algérie sont présentés dans les postes du bilan consolidé en tant qu'activités poursuivies, tandis que ceux relatifs à l'activité E&P de la Norvège sont présentés au bilan consolidé dans les postes d'actifs et passifs destinés à être cédés. Le résultat net relatif à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège est présenté dans la ligne « résultat net des activités poursuivies » et ventilé dans les différentes lignes du compte du résultat pour les périodes publiées. Le résultat net des activités en cours de cession correspondant à l'activité E&P hors Algérie et Norvège est maintenu sur une ligne distincte du compte de résultat pour les périodes publiées et ce, jusqu'à la finalisation de la cession intervenue le 17 décembre 2020.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2020 sont présentés ci-après.

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	69 031	71 347	(2 316)	- 3,2	- 3,4
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 174	16 723	(549)	- 3,3	- 2,7
Résultat d'exploitation	3 875	6 757	(2 882)	- 42,7	- 41,6
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 293	6 393	(5 100)	- 79,8	- 78,8
Résultat net part du Groupe	650	5 155	(4 505)	- 87,4	- 86,4
Résultat net courant ⁽²⁾	1 969	3 871	(1 902)	- 49,1	- 47,8
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	1 468	3 282	(1 814)	- 55,3	n.a
Cash-flow Groupe ⁽³⁾	(2 709)	(825)	(1 884)	- 228,4	n.a
Endettement financier net ⁽⁴⁾	42 290	41 133	1 157	+ 2,8	n.a

n.a : non applicable

- (1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).
- (2) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section 5.10 « Résultat net courant »).
- (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 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 6).
- (4) 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 section 6.2).

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2020	31/12/2019
Actif immobilisé	179 658	174 345
Autres actifs non courants	57 574	55 120
Actifs non courants	237 232	229 465
Stocks et clients	29 259	29 655
Autres actifs courants	30 834	36 568
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 270	3 934
Actif courant	66 363	70 157
Actifs détenus en vue de leur vente	2 296	3 662
TOTAL DE L'ACTIF	305 891	303 284
Capitaux propres - part du Groupe	45 633	46 466
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 593	9 324
Total des capitaux propres	55 226	55 790
Provisions non courantes	85 837	80 760
Passifs spécifiques des concessions	48 420	47 465
Autres passifs non courants	63 888	64 225
Passif non courant	198 145	192 450
Passif courant	52 412	54 001
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	108	1 043
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	305 891	303 284

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.

En 2020, les prix spot de l'électricité ont été inférieurs à ceux de 2019 partout en Europe.

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

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2020 en base (€/MWh)	32,2	39,6	38,9	30,5	31,9
Variation 2020/2019 des moyennes en base	- 18,4 %	- 19,2 %	- 25,6 %	- 19,1 %	- 19,0 %
Moyenne 2020 en pointe (€/MWh)	39,0	46,1	44,7	37,5	37,9
Variation 2020/2019 des moyennes en pointe	- 15,9 %	- 13,8 %	- 23,4 %	- 15,7 %	- 18,1 %

En France, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 32,2 €/MWh en base et à 39,0 €/MWh en pointe en 2020, en recul de respectivement 7,2 €/MWh et 7,4 €/MWh par rapport à 2019.

Cette baisse est portée principalement par le premier semestre, sur lequel se sont conjugués les effets du confinement sur la demande, les prix des commodités particulièrement bas et une production éolienne élevée au niveau européen. Au deuxième semestre, le rétablissement de la demande et la hausse modérée des prix du gaz, ont donné lieu à des prix spot proches de leur niveau sur la même période en 2019.

Sur les mois de janvier et février, la baisse marquée des prix spot était imputable aux niveaux très faibles des prix du gaz et du charbon, comparés à leurs niveaux début 2019, ainsi qu'à des températures plutôt douces pour l'hiver et des stocks de gaz et charbon élevés. À partir de mars, la mise en œuvre du confinement a largement diminué la demande en électricité : entre mars et juin, la consommation cumulée en 2020 est plus de 15 TWh en-dessous de celle de 2019. La forte baisse du prix du CO₂ en mars, tandis que l'ensemble des

⁽¹⁾ France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;

Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;

Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

places boursières chutaient, a également contribué à la baisse des prix. Au premier semestre 2020, les prix se sont ainsi établis en moyenne 17,3 €/MWh en-dessous des prix moyens sur le premier semestre 2019.

Le deuxième semestre a vu les prix revenir à des niveaux proches de ceux de 2019 : à partir de juillet, la reprise de la demande en électricité, combinée à une moindre production nucléaire du fait des travaux de maintenance en vue de l'hiver, a soutenu les prix. Au dernier trimestre, le retour des prix du gaz à des niveaux proches de leur niveau fin 2019, et la hausse des prix du charbon et du CO₂ ont entraîné les prix à la hausse.

En 2020, la demande française s'est établie à 449,0 TWh, en baisse de 24,4 TWh par rapport à 2019. Les moyens nucléaires et thermiques ont moins produit, respectivement - 44,1 TWh et - 3,3 TWh (pour le gaz) par rapport à 2019, conséquence de la moindre demande et d'une disponibilité du parc nucléaire bouleversée par la crise sanitaire. La production hydraulique est en hausse de 5,1 TWh, tout comme la production renouvelable intermittente (éolienne + 5,9 TWh et solaire + 0,3 TWh par rapport à 2019).

Le solde exportateur de la France a diminué cette année de 12,2 TWh ⁽¹⁾ par rapport à 2019. La baisse concerne principalement le 3^{ème} trimestre (- 13,6 TWh), sur lequel le parc thermique a été moins disponible.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont perdu 9,4 €/MWh par rapport à 2019, en s'établissant en moyenne à 39,6 €/MWh en 2020. La baisse s'observe sur tout le premier semestre, dès janvier, imputable en premier lieu au faible prix du gaz (la production de gaz représente plus d'un tiers de la production au Royaume-Uni sur l'année 2020), puis aux effets du confinement sur la demande. Comme pour la France, au deuxième semestre, les prix se sont rapprochés de leurs niveaux de 2019, en lien avec la reprise de la demande et le faible rebond des prix du gaz.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont diminué de 13,4 €/MWh par rapport à 2019 pour s'établir en moyenne à 38,9 €/MWh en 2020. Cette baisse moyenne, parmi les plus importantes en Europe avec celle des prix espagnols, illustre l'impact violent du confinement sur la demande en électricité italienne au premier semestre, et la part importante du gaz dans le mix électrique italien.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont diminué de 7,2 €/MWh par rapport à 2019 pour s'établir en moyenne à 30,5 €/MWh en 2020. La variation des prix suit une courbe proche des prix spot français, avec une baisse marquée au premier semestre et une reprise au second semestre. Au premier semestre, les faibles prix des combustibles, l'hiver doux et l'augmentation de la production renouvelable se sont ajoutés à l'impact du confinement sur la demande (quoique moins marqué qu'ailleurs en Europe) pour tirer les prix vers le bas (- 14,9 €/MWh en moyenne au premier semestre 2020 vs le premier semestre 2019). A partir de l'été, les prix se sont établis à des niveaux proches de leurs niveaux sur le second semestre 2019, sur lequel les prix des combustibles étaient déjà relativement faibles.

En **Belgique**, les prix *spot* ont reculé de 7,5 €/MWh par rapport à 2019, s'établissant en moyenne à 31,9 €/MWh en 2020. Cette baisse est exclusivement portée par le premier semestre (en moyenne - 17,2 €/MWh par rapport au premier semestre 2019), pour des raisons semblables à celles des pays voisins : niveaux des prix du gaz et du charbon, forte production renouvelable, hiver doux et impact du confinement sur la demande.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽²⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2021 à terme en base sur l'année 2020 (€/MWh)	44,9	48,4	49,2	40,2	40,7
Variation 2020/2019 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 11,7 %	- 17,1%	- 17,8 %	- 15,8 %	- 20,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2021 en base au 31 décembre 2020 (€/MWh)	52,1	60,4	57,7	48,2	48,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2021 à terme en pointe sur l'année 2020 (€/MWh)	57,9	54,7	55,3	49,1	51,9
Variation 2020/2019 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 9,0 %	- 15,4 %	- 17,3 %	- 14,8 %	- 16,9 %
Prix à terme du contrat annuel 2021 en pointe au 31 décembre 2020 (€/MWh)	63,0	67,1	63,5	57,5	57,5

Les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont évolué à la baisse au premier semestre 2020, partout en Europe, par rapport à 2019. Ils se sont ensuite orientés à la hausse en fin d'année. Ces variations s'expliquent principalement par celles des prix des commodités, et par différentes annonces sur le parc de production, notamment nucléaire, pour la France.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 44,9 €/MWh, en baisse de 11,7 % par rapport à l'année 2019. Cette tendance à la baisse masque une tendance baissière alignée sur l'évolution des prix des commodités, en détente, au premier semestre dans un contexte de surabondance mondiale en ressources fossiles aggravé par la crise sanitaire, puis une légère reprise à partir de l'été, au gré des perspectives de sortie de la crise Covid. Les annonces relatives au parc nucléaire, avec les modifications successives de la cible nucléaire et la construction d'un planning de maintenance permettant d'assurer une production la plus importante possible sur l'hiver 20-21, ont également influencé les prix.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a perdu 17,1 % pour s'établir à 48,4 €/MWh en moyenne sur l'année 2020. Comme en France, le prix a connu au premier semestre une baisse marquée par rapport au premier semestre de l'année 2019, puis une reprise lors de l'arrêt de la chute des prix du CO₂ et du gaz, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en baisse, s'établissant en moyenne à un prix de 49,2 €/MWh en 2020 soit - 17,8 % par rapport à l'an dernier. Cette forte baisse est liée à la chute des prix des commodités au plus fort de la crise sanitaire. Le prix du CO₂, toujours très volatil, a apporté un soutien régulier au niveau du prix de l'électricité, conséquence de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

(1) **Source** : RTE jusqu'à août 2020 puis ENTSO-E Transparency Website.

(2) **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

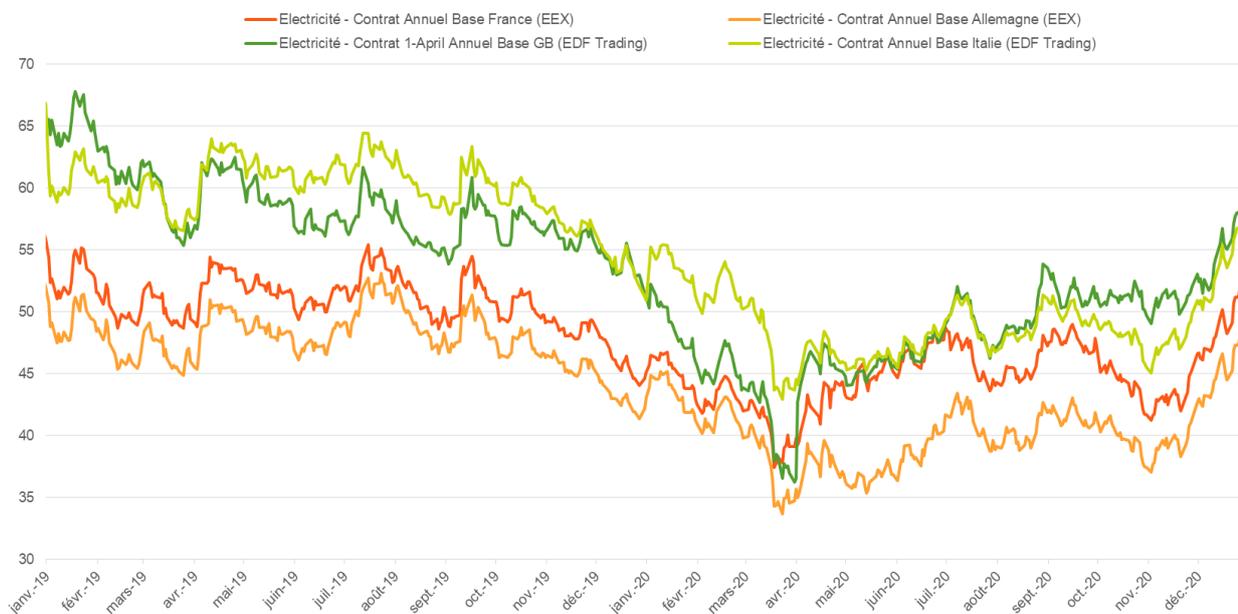
Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2020 puis avril 2021 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a connu une baisse de 15,8 % par rapport à 2019, pour s'établir à 40,2 €/MWh en moyenne sur l'année 2020. Cette baisse s'explique par l'évolution du prix des combustibles et du CO₂. En effet, les moyens charbon contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand et sont nettement plus impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO₂. Le prix à terme 2021 a clôturé l'année 2020 à 48,2 €/Wh, porté par le niveau du prix du CO₂.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en baisse de 20,1 % par rapport à 2019, s'établissant en moyenne à 40,7 €/MWh en 2020. La baisse a été particulièrement prononcée au premier semestre du fait de la baisse des prix des combustibles.

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



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

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 25,1 €/t en 2020 (-0,4 % ou -0,1 €/t par rapport à 2019). Cette relative stabilité masque une forte volatilité du cours, lié d'une part aux effets de la crise Covid, et d'autre part aux négociations sur les objectifs climatiques de l'Union européenne pour 2030 largement interprétées et suivies par les spéculateurs. Le cours s'est ainsi écroulé en mars, perdant 8,4 € en une semaine lorsque les mesures de confinement étaient prises en Europe. À partir d'avril, le prix a réagi positivement aux annonces de mesures de relance économiques et aux signaux politiques écologiques, dépassant 30 €/t à deux reprises, en juillet puis en septembre. En fin d'année, les annonces sur la vaccination et le vote d'un rehaussement des objectifs de réduction d'émission de l'Union Européenne en 2030 à 55 % ont continué à faire remonter le prix du quota, qui a clôturé l'année à 32,7 €/t.

→ Évolution du prix des droits d'émission de CO₂ en €/t



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

2.1.4 Prix des combustibles fossiles (1)

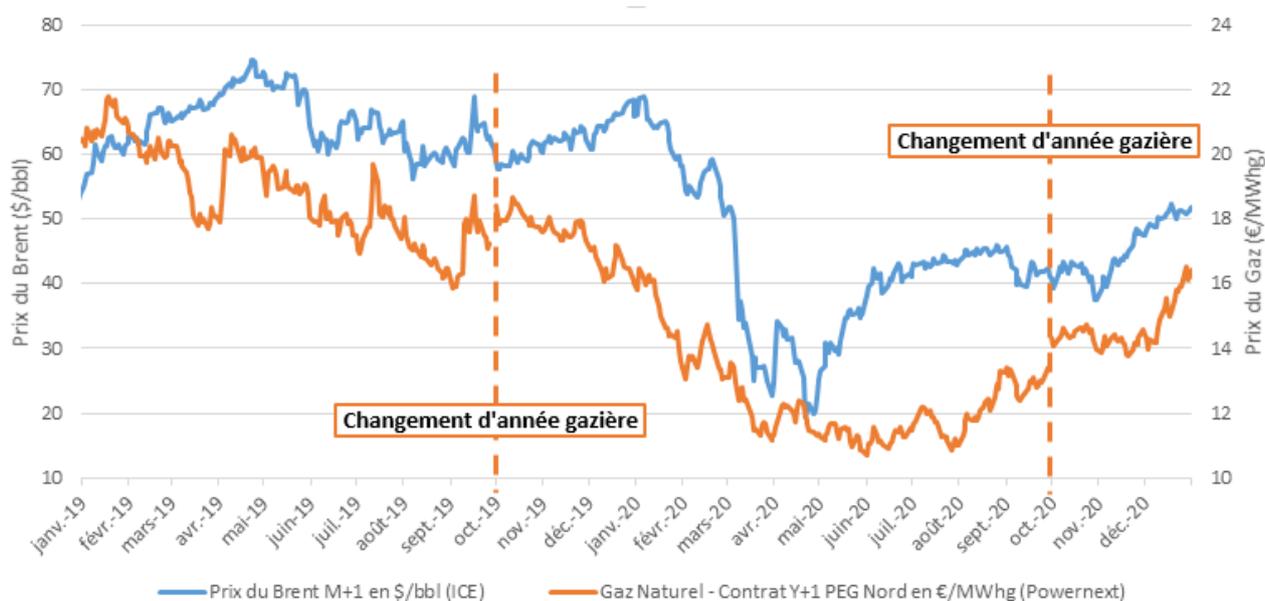
	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2020	58,0	43,2	13,0
Variation 2020/2019 des moyennes annuelles	- 16,6 %	- 32,6 %	- 29,4 %
Plus haut sur l'année 2020	71,1	68,9	16,5
Plus bas sur l'année 2020	51,8	19,3	10,7
Prix au 31 décembre 2020	68,9	51,8	16,4
Prix au 31 décembre 2019	56,4	66,0	16,0

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 58,0 \$/t en 2020 (- 11,6 \$/t ou - 16,6 % par rapport à 2019). Il a d'abord poursuivi au premier semestre 2020 la baisse entamée en 2019, sous l'effet des prévisions de demande à terme moroses partout dans le monde, conjuguées à des niveaux de stocks très élevés partout en Europe. La demande en charbon, déjà affaiblie par la concurrence du gaz et le ralentissement économique, a pris de plein fouet les mesures de confinement et leurs impacts sur la croissance. Cependant l'offre s'est aussi trouvée réduite, par diverses grèves ou pour des raisons économiques, ce qui a soutenu les prix entre 55 \$/t et 60 \$/t pendant tout le troisième trimestre 2020. Au quatrième trimestre, la reprise marquée de la demande asiatique, en particulier des importations de la Chine en provenance de la Russie et de l'Afrique du Sud, ont entraîné les prix en forte hausse.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 43,2 \$/bbl en 2020 (- 20,9 \$/bbl ou - 32,6% par rapport à 2019). Dès le premier trimestre, la pandémie de Covid 19 a violemment diminué la demande en pétrole, et a orienté le cours du baril de Brent à la baisse tout au long de l'année tant par son impact direct sur la mobilité (confinements, restrictions de déplacements) que par son poids sur l'économie (demande pour le commerce, l'industrie). Pour soutenir le cours, l'OPEP+ a alors œuvré à réduire l'offre à hauteur du traumatisme sur la demande, avec la conclusion, le 12 avril, d'un accord retirant jusqu'à 9,7mb/j de production. L'accord, obtenu dans un contexte de tensions après une guerre des prix entre l'Arabie Saoudite et la Russie, a été poursuivi et renégocié tout au long de l'année au gré des espérances sur la reprise de la demande et des nuances de son application par les différentes parties prenantes.

Le prix du contrat annuel **gazier** pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 13,0 €/MWh en 2020 (- 29,4 % ou - 5,4 €/MWh vs 2019). Au premier semestre, l'impact de la crise Covid sur la demande en gaz a contribué à maintenir la tendance baissière du cours, entamée en 2019. A cette demande affaiblie se sont conjugués des températures douces, des niveaux de stocks hauts et le soutien de la production non conventionnelle nord-américaine. Mais à partir de juin, la baisse des prix a ralenti suite à l'annulation de livraisons de GNL en provenance des USA et à la fermeture de certains sites de production d'hydrocarbures non conventionnels pour raisons économiques. La hausse s'est poursuivie au cours du second semestre, soutenue ponctuellement par des interruptions de production fortuites ou programmées en Europe, et plus fondamentalement par la reprise de la demande asiatique.

→ Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



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

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

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

2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

Sur l'année 2020, la **consommation d'électricité** est en net recul de 24,4 TWh par rapport à l'année précédente.

- La consommation du premier trimestre a été très en-deçà de celle de 2019 (- 5,0 %) : janvier et février ont été marqués par des conditions climatiques très douces pour la saison et mars a subi les premiers effets du confinement.
- Le deuxième trimestre, fortement impacté par la crise sanitaire, affiche une chute de la consommation de 13,3% par rapport à 2019.
- Le troisième trimestre affiche une baisse plus modérée, du fait de la reprise de l'activité économique (déjà visible en juin) et de la période estivale relativement chaude.
- Enfin, le dernier trimestre affiche une baisse de sa consommation de 1,2 % comparé à 2019, principalement sous l'effet du ralentissement économique.

Sur l'année, on estime à un peu plus de 18 TWh, pour la France métropolitaine, la baisse de la consommation d'électricité imputable aux conséquences économiques des mesures prises par le gouvernement pour contenir la crise sanitaire.

La **consommation de gaz** s'établit à 444,5 TWh, en baisse de 7,2 % par rapport à celle de 2019. La baisse est portée par :

- les mois de janvier et février (en moyenne - 9,4 %), qui ont connu des températures douces pour la saison ;
- le deuxième trimestre (- 23 %) du fait des températures clémentes en avril (qui ont requis une moindre consommation pour le chauffage en ce début de printemps) et du confinement. Ce dernier a provoqué la baisse de la consommation pour l'industrie et de la consommation d'électricité, générant une moindre production par les moyens gaz.
- Sur le second semestre, la consommation est en légère baisse, en raison d'une moindre production de gaz pour la production d'électricité.

2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2020, la consommation d'électricité en Italie ⁽¹⁾ s'établit à 302,8 TWh, en baisse par rapport à 2019 (- 5,3 %) du fait de la crise sanitaire. La principale réduction a eu lieu au premier semestre 2020. La baisse de la production thermoélectrique et éolienne a été partiellement compensée par une augmentation de la production hydroélectrique et solaire. Les importations nettes ont reculé de 15,6 %.

La demande intérieure de gaz naturel en Italie ⁽²⁾ s'établit à 70,7 bcm, en baisse de 4,1 % par rapport à 2019 et confirme la tendance de réduction due aux mesures restrictives des premiers mois de l'année 2020 pour faire face à l'urgence sanitaire. Tous les secteurs ont enregistré une réduction. En valeur absolue, la réduction des utilisations thermoélectriques est la plus importante (-1,3 milliards de mètres cubes, - 5% par rapport à 2019) et a été affectée par la baisse de la demande électrique.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont augmenté :

- le 1er février 2020 de 2.4% TTC pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels ;
- le 1er août 2020 de 1,54% TTC pour les tarifs bleus résidentiels et de 1,58% 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 1^{er} janvier 2019. Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts. Celui-ci a été diminué de 7% pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 31 mars 2021 afin de refléter notamment l'évolution du prix des marchés de gros avec la crise sanitaire. En octobre, le gouvernement a annoncé que le dispositif serait maintenu pendant au moins douze mois supplémentaires jusqu'à fin 2021.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

2.4.1 Températures en France

2020 est l'année la plus chaude observée depuis 1900 avec une moyenne annuelle de 13,6°C (le précédent record remontait à 2018 avec 13,4°C), 1°C de plus que la normale et 0,5°C de plus qu'en 2019.

A noter tout particulièrement un mois de février qui se classe comme le deuxième mois de février le plus chaud depuis 1980 (après février 1990), et des mois d'avril et août qui arrivent au 3^{ème} rang (après avril 2007 et avril 2011 / après août 1997 et août 2003).

L'été 2020 a connu deux semaines à plus de 5°C au-dessus des normales (entre le 6 et le 12 août : + 5,3°C puis entre le 13 et 20 septembre : + 5,0°C).

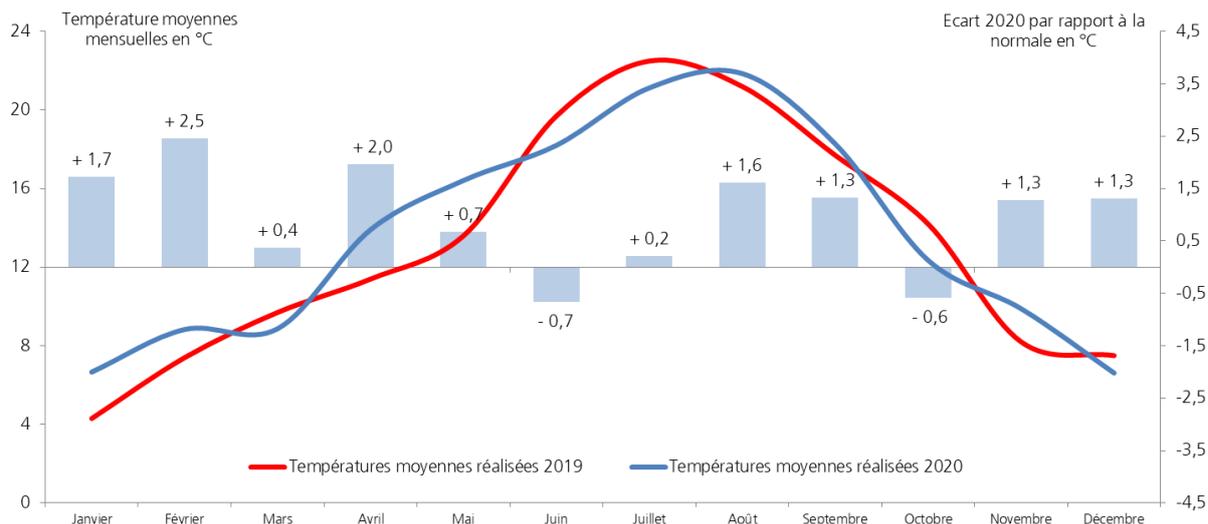
Octobre, malgré des températures plutôt fraîches jusqu'au 19 (2,1°C sous les normales), a laissé place à un radoucissement qui s'est globalement maintenu jusqu'à la fin de l'année (+1,4°C en moyenne au-dessus des normales avec cependant plusieurs journées dessous).

Décembre, a été très clément sur le milieu de mois (du 11 au 24) affichant le 22 une pointe à + 7,5°C au-dessus des normales.

(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.

→ Températures ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ en France en 2020 et 2019



- (1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
 (2) Source Miréor (données Météo France).
 (3) Les normales de température sont applicables à la décennie 2011-2020.

2.4.2 Pluviométrie

En 2020, la pluviométrie en **Europe** est caractérisée globalement par :

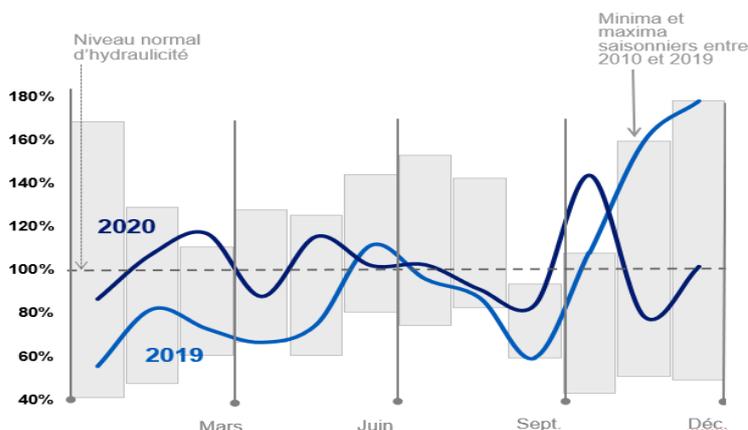
- un premier semestre normalement arrosé sur une grande partie de l'Europe, à l'exception de la Scandinavie, où la pluviométrie a été assez excédentaire et de l'Italie où elle a été assez déficitaire ;
- un deuxième semestre commençant par un été très sec puis un automne plus arrosé. En conséquence, la pluviométrie sur le second semestre est encore excédentaire sur la Scandinavie, et le devient au Royaume Uni et en Europe Centrale.

En France, la pluviométrie de l'année 2020 a été globalement proche des normales à l'échelle du pays et à l'échelle annuelle, mais avec de forts contrastes régionaux. Les mois de février, juin, octobre et décembre ont été les plus arrosés. Ceux d'avril, juillet et novembre ont, par contre, été très secs. Il convient de noter un été particulièrement sec et chaud sur un grand quart Nord-Est conduisant à des étiages sévères sur les bassins dans cette zone.

L'enneigement sur les reliefs des Alpes Françaises et des Pyrénées a été précoce et s'est trouvé globalement excédentaire jusqu'à la fin de l'hiver sur les Alpes Françaises, et globalement plus proche de la normale sur les Pyrénées et le Rhin. À noter qu'en moyenne montagne (en dessous de 1 600 m), l'enneigement a été déficitaire du fait des températures anormalement élevées sur hiver 2019-2020. La fonte du manteau neigeux s'est donc produite de manière anticipée, dès la mi-mars, sur l'ensemble des reliefs.

Conséquence de ces conditions hydrométéorologiques, l'hydraulicité annuelle en France en 2020 ressort comme légèrement excédentaire d'environ 3 %. Toutefois, cet indicateur cache de fortes disparités tant spatiales que temporelles. Ainsi, les bassins de plaines et ceux du Massif Central sont assez souvent déficitaires à très déficitaires, tandis que les massifs Alpains et Pyrénéens ressortent souvent comme plus excédentaires.

→ Hydraulicité en France en 2020 et 2019 ⁽¹⁾



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

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS (1)

3.1 Événements majeurs

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 13 mars 2020, du Document d'enregistrement universel 2019 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2019 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

- L'assemblée générale du 7 mai 2020 a adopté **une raison d'être** intégrée dans les statuts : « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».
- **Renforcement de la gouvernance climatique** : le groupe EDF s'est doté de Référents Climat au sein de son Comité Exécutif et de son Conseil d'administration (cf. CP du 10 décembre 2020) :
 - Le Directeur Exécutif du Groupe en charge de l'Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie, Alexandre Perra, est Référent Climat au sein du Comité Exécutif du Groupe. À ce titre, il présente l'ambition de neutralité carbone du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même.
 - La Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise, Claire Pedini, est Référente Climat au sein du Conseil. À ce titre, elle veille, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif, à ce que le Conseil identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique.
- Par ailleurs, ont été adoptés :
 - un objectif de neutralité carbone en 2050 ;
 - le rehaussement de l'objectif de réduction des émissions directes et indirectes du Groupe (scopes 1 et 2) porté de 40 à 50 % en 2030 par rapport à 2017 ; un objectif de réduction de 28% des émissions du scope 3 en 2030 par rapport à 2019 (cf. CP du 10 décembre 2020) ;
 - un objectif de sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues (cf. CP du 14 mai 2020).

Eolien

- EDF Renouvelables, Enbridge et wpd ont lancé la construction du parc éolien en mer de Fécamp (cf. CP d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020).
- Les groupes EDF et CEI (China Energy Investment Corporation) sont partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer de Chine (cf. CP d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020).
- La construction de la première phase du parc éolien de Taza au Maroc est prête à être lancée par le consortium EDF Renouvelables et Mitsui & Co. (cf. CP d'EDF Renouvelables du 9 septembre 2020).

Solaire

- Le consortium EDF – Jinko Power a remporté le plus puissant projet solaire au monde à Abu Dhabi (cf. CP d'EDF Renouvelables du 27 juillet 2020).

Le consortium EDF renouvelables – Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et lance sa construction (cf. CP du 22 décembre 2020).
- EDEN Renewables India s'est renforcé avec 1 350 MWc de nouvelles centrales solaires (cf. CP d'EDF Renouvelables du 1^{er} octobre 2020).
- EDF Renewables Amérique du Nord et Geenex Solar ont signé un accord portant sur un portefeuille de 4,5 gigawatts de projets solaires à différents stades de développement aux États-Unis (cf. CP d'EDF Renewables du 16 octobre 2020).
- EDF Renouvelables a remporté 105 MW de projets solaires au sol en France lors du dernier appel d'offres solaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) (cf. CP d'EDF Renouvelables du 23 octobre 2020).
- EDF Renouvelables a remporté deux projets solaires au sol en Pays de la Loire lors du dernier appel d'offres solaire de la Commission de Régulation de l'énergie (CRE) (cf. CP d'EDF Renouvelables du 13 novembre 2020).
- EDF Renouvelables a mis en service une nouvelle centrale solaire avec stockage en Guyane (cf. CP d'EDF renouvelables du 2 décembre 2020).
- Bboxx, EDF et SunCulture se sont associés au gouvernement Togolais pour accélérer l'accès à l'agriculture durable grâce à l'énergie solaire (cf. CP du 18 décembre 2020).

Hydraulique

- EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère) (cf. CP du 9 octobre 2020).

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

La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Renouvelables est disponible sur le site internet : www.edf-renouvelables.com.

La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Energy est disponible sur le site internet : www.edfenergy.com.

La liste exhaustive des communiqués de presse d'Edison est disponible sur le site internet : www.edison.it.

Stockage

- EDF Renewables a signé un contrat pour un projet solaire de 200 MW avec 180 MW/4 heures de stockage dans le Nevada (cf. CP d'EDF Renewables du 29 juillet 2020).
- EDF Renewables North America a signé un contrat d'achat d'électricité avec CleanPowerSF pour l'extension du stockage du projet solaire Maverick 6 (cf. CP d'EDF Renewables du 28 septembre 2020).

Hydrogène

- Le Ministère fédéral de l'économie allemand a approuvé le financement du projet WESTKÜSTE100 (cf. CP du 5 août 2020).
- La communauté d'agglomération de l'Auxerrois, en partenariat avec Hynamics et Transdev, s'est engagée dans un projet d'hydrogène vert, au service de la transition énergétique de ses territoires (cf. CP du 17 décembre 2020).

Finance durable

- EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur des critères ESG (cf. CP du 30 octobre 2020).

3.1.2 Filière nucléaire

- EDF Energy a déposé la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) pour le projet Sizewell C au Royaume-Uni (cf. CP d'EDF Energy du 27 mai 2020).
- Le projet HPC a franchi un jalon majeur avec l'achèvement dans les délais du radier du 2^{ème} réacteur (cf. CP d'EDF Energy du 1 juin 2020).
- EDF estime entre 330 et 360 TWh la production d'électricité d'origine nucléaire chaque année en 2021 et 2022 (cf. CP du 16 avril 2020).
- EDF a présenté un premier point d'étape du plan excell, le plan d'excellence de la filière nucléaire (cf. CP du 15 octobre 2020).
- EDF a réajusté le coût du programme Grand Carénage (cf. CP du 29 octobre 2020).
- Hinkley Point B : La centrale nucléaire la plus productive du Royaume-Uni commencera son démantèlement d'ici juillet 2022 (cf. CP d'EDF Energy du 19 novembre 2020).
- Actualisation du projet Hinkley Point C (cf. CP du 27 janvier 2021).

3.1.3 Autres

- Edison a finalisé l'acquisition d'E2I et consolide son rôle de second opérateur éolien en Italie (cf. CP d'Edison du 16 février 2021).
- EDF a été désigné par l'Ofgem pour fournir les clients de Green Network Energy (cf. CP d'EDF Energy du 30 janvier 2021).
- Volkswagen Group France et EDF ont signé un partenariat pour accompagner leurs clients qui font le choix de la motorisation électrique (cf. CP du 15 janvier 2021).

3.2 Plan de cession d'actifs

Edison a finalisé la vente de l'activité Exploration & Production à Energean. Le périmètre cédé comprend les actifs, droits miniers et participations dans le secteur des hydrocarbures en Italie, en Égypte, en Grèce, au Royaume-Uni et en Croatie (cf. CP d'Edison du 17 décembre 2020).

Edison a annoncé la signature d'un accord avec Sval Energi pour la vente de 100% d'Edison Norge AS, la société contrôlant les activités d'exploration et production en Norvège qui avait été exclues du périmètre de la vente à Energean (cf. CP d'Edison du 30 décembre 2020).

3.3 Structure financière

- EDF a levé 2,1 milliards d'euros par le biais de deux émissions hybrides libellées en euros (cf. CP du 8 septembre 2020).
- EDF a annoncé le succès de son émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANes Vertes) (cf. CP du 8 septembre 2020).

3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : voir note 2 « Synthèse des faits marquants » ;
- Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV - tarifs bleus) : voir note 5.1.1 « Evolutions réglementaires en France » ;
- Tarifs d'Utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) : voir note 5.1.1 « Evolutions réglementaires en France » ;
- ARENH : voir note 5.1.1 « Evolutions réglementaires en France » ;
- Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) : voir note 5.4.1 « Subventions d'exploitation » ;
- Mécanisme de capacité : voir note 5.1 « Chiffre d'affaires » ;
- Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) : voir note 5.4.3 « Autres produits et charges ».

3.5 Autres événements marquants

Crise sanitaire Covid-19 : Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont entraîné une baisse de la demande d'électricité et ont eu des répercussions importantes sur le Groupe qui a retiré en avril 2020 l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2021 (cf. CP du 14 avril 2020). Les nouvelles perspectives financières du Groupe figurent au chapitre 10.

La crise sanitaire a eu des impacts sur la production nucléaire en France, sur la commercialisation et les services dans l'ensemble des géographies et sur les volumes acheminés en France. L'impact estimé sur l'EBE du Groupe s'élève à - 1 479 millions d'euros à fin décembre 2020⁽¹⁾.

D'autres informations concernant les effets de la crise sanitaire ont été mises à disposition au cours de l'année dans les communiqués de presse suivants :

- Point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire (cf. CP du 23 mars 2020).
 - Le Groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire (cf. CP du 2 avril 2020).
 - Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients (cf. CP du 16 avril 2020).
 - EDF enrichit son offre de services pour faciliter la reprise d'activités d'entreprises avec le Pack Redémarrage (cf. CP du 8 juin 2020).
 - Conformément à ce qui a été proposé par le Conseil d'administration, pour répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise que demande le contexte de crise actuel, l'assemblée générale a décidé qu'aucun dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 autre que l'acompte sur dividende 2019 d'un montant de 0,15 euros ne serait versé et a également décidé de ne pas appliquer de majoration au titre de l'acompte sur dividende 2019 (cf. CP du 7 mai 2020).
- **Évolutions au sein du Comité Exécutif du groupe EDF :**
- Béatrice Buffon a été nommée Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale (cf. CP du 4 février 2020).
 - Alain Tranzer a été nommé au poste de Délégué général à la qualité industrielle et aux compétences nucléaires (cf. CP du 14 février 2020).

4 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres sections du rapport d'activité.

(1) Chiffre estimé. Voir note 1.4. « Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) » des états financiers audités du Groupe au 31.12.2020.

5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2020 ET 2019

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2020 et 2019 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les impacts de la crise sanitaire mentionnés ci-après sont estimés. Ils sont décrits dans la note 1.4. « Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) » des états financiers audités du Groupe au 31 décembre 2020.

<i>(en millions d'euros)</i>	2020	2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	69 031	71 347
Achats de combustible et d'énergie	(32 425)	(35 091)
Autres consommations externes ⁽²⁾	(8 461)	(8 625)
Charges de personnel	(13 957)	(13 797)
Impôts et taxes	(3 797)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	5 783	6 687
Excédent brut d'exploitation	16 174	16 723
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(175)	642
Dotations aux amortissements ⁽³⁾	(10 838)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	(799)	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	(487)	(185)
Résultat d'exploitation	3 875	6 757
Coût de l'endettement financier brut	(1 610)	(1 806)
Effet de l'actualisation	(3 733)	(3 161)
Autres produits et charges financiers	2 761	4 603
Résultat financier	(2 582)	(364)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 293	6 393
Impôts sur les résultats	(945)	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	425	818
Résultat net des activités en cours de cession	(158)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	615	5 182
Dont résultat net - part du Groupe	650	5 155
<i>Résultat net des activités poursuivies</i>	804	5 639
<i>Résultat net des activités en cours de cession</i>	(154)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(35)	27
<i>Activités poursuivies</i>	(31)	40
<i>Activités en cours de cession</i>	(4)	(13)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

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

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

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 69 031 millions d'euros en 2020, en baisse de 2 316 millions d'euros (- 3,2 %). Hors effets de change (- 338 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 417 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de 3,4 %. Les impacts liés à la crise sanitaire ont un effet défavorable sur le chiffre d'affaires estimé à - 2 306 millions d'euros.

5.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	69 031	71 347	(2 316)	- 3,2	- 3,4

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

5.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

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

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽²⁾	28 361	27 870	491	+ 1,8	+ 0,7
France - Activités régulées ⁽³⁾	16 228	16 087	141	+ 0,9	+ 0,9
EDF Renouvelables	1 582	1 565	17	+ 1,1	+ 7,6
Dalkia	4 212	4 281	(69)	- 1,6	- 9,3
Framatome	3 295	3 377	(82)	- 2,4	- 3,1
Royaume-Uni	9 041	9 574	(533)	- 5,6	- 2,0
Italie	5 967	7 597	(1 630)	- 21,5	- 21,7
Autre international	2 420	2 690	(270)	- 10,0	- 5,1
Autres métiers	2 127	2 728	(601)	- 22,0	- 20,8
Éliminations inter-segments	(4 202)	(4 422)	220	- 5,0	- 4,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	69 031	71 347	(2 316)	- 3,2	- 3,4

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

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

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

5.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 28 361 millions d'euros, en hausse de 491 millions d'euros (+ 1,8%), et de 206 millions d'euros (+ 0,7%) en organique par rapport à 2019. L'impact estimé de la crise sanitaire s'élève à - 1 083 millions d'euros.

La part « énergie » des ventes décroît de 708 millions d'euros malgré un effet prix de l'énergie positif de + 1 215 millions d'euros qui ne permet pas de compenser l'effet volume de - 1 923 millions d'euros lié à la forte baisse de la production nucléaire.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur l'évolution du chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 487 millions d'euros. Cette hausse résulte principalement du rattrapage tarifaire relatif à 2019 (+ 256 millions d'euros), de la hausse des coûts CEE dans les offres (+ 80 millions d'euros) et de la capacité facturée aux clients finaux (+ 60 millions d'euros).

La revente des obligations d'achat est en baisse de 97 millions d'euros, en raison principalement de la baisse des prix de marché spot sur le premier semestre, partiellement compensée par une hausse des prix de la capacité (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact positif du fait de ventes sur une année de livraison supplémentaire par rapport à 2019 du fait d'un changement réglementaire (voir section 5.2.2.1).

Enfin, divers éléments contribuent à l'évolution favorable du chiffre d'affaires dont les filiales des activités commerciales.

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 335,4 TWh, en baisse de 44,1 TWh par rapport à 2019, dont environ 33 TWh ⁽¹⁾ en lien avec la crise sanitaire. Cette dernière a, d'une part, rallongé la durée des arrêts du fait de la mise en place des protocoles sanitaires et, d'autre part, imposé une réorganisation complète du planning d'arrêts. Par ailleurs, l'année 2020 a été marquée par la prolongation des arrêts de Flamanville 1 et 2 et de Paluel 2. Les deux réacteurs de Fessenheim ont fait l'objet d'une mise à l'arrêt définitif en 2020 suite à la décision de fermeture anticipée de la centrale par le Gouvernement français ⁽²⁾.

La production hydraulique brute s'élève à 44,7 TWh ⁽³⁾, en hausse de 12,6 % (+ 5,0 TWh) par rapport à 2019. Cette augmentation s'explique par une hydraulité légèrement meilleure que la moyenne historique en 2020, alors qu'elle avait été très inférieure aux moyennes historiques en 2019 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flammes ont été sollicitées à hauteur de 8,8 TWh soit - 1,0 TWh par rapport à 2019.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 25,9 TWh, dont 12,2 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 53,9 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2019 de 9,0 TWh s'explique par la baisse de la production nucléaire en partie compensées par la hausse de la production hydraulique et la baisse des ventes aux clients finaux.

5.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 16 228 millions d'euros, en hausse organique de 141 millions d'euros (+ 0,9 %) par rapport à 2019. L'impact estimé de la crise sanitaire s'élève à - 278 millions d'euros.

Pour Enedis ⁽⁴⁾, il bénéficie essentiellement d'un effet prix favorable (+ 462 millions d'euros) principalement du fait de l'évolution de l'indexation du TURPE 5 distribution ⁽⁵⁾ et ce, malgré l'effet de l'optimisation du tarif par les fournisseurs. La crise sanitaire a entraîné de moindres quantités acheminées et une baisse des prestations de raccordement au réseau qui ont également pesé sur les recettes, principalement au premier semestre.

Par ailleurs, les impacts liés au climat ont un effet défavorable sur les ventes estimé à - 236 millions d'euros.

5.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 582 millions d'euros, en hausse organique de 119 millions d'euros (+ 7,6 %) par rapport à 2019.

Dans le contexte de crise sanitaire, le chiffre d'affaires de la production affiche une croissance organique de + 3,7 % grâce, d'une part, à une exposition limitée du parc en exploitation aux prix de marché, et d'autre part à des volumes produits par les parcs éoliens et solaires en hausse organique (+ 6,3 %) du fait des mises en service au second semestre 2019 et de conditions de vent et d'ensoleillement globalement favorables. Par ailleurs, les activités renouvelables aux Etats-Unis (solaire distribué) enregistrent une croissance organique de leur chiffre d'affaires de 33,6% confirmant ainsi la reprise constatée au second trimestre 2020, après une année 2019 particulièrement difficile.

5.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 4 212 millions d'euros, en baisse organique de 399 millions d'euros (- 9,3 %) par rapport à 2019.

Cette évolution s'explique par l'impact de la crise sanitaire, estimé à - 193 millions d'euros, sur le volume d'activités de Dalkia (travaux à l'arrêt au premier semestre, tant en France qu'à l'international, services aux industries et aux bâtiments fortement réduits), par la baisse importante du prix du gaz par rapport à 2019 sans répercussion sur l'EBE et, dans une moindre mesure, par la douceur climatique.

Les activités de réseaux de chaleur, de services énergétiques et de froid industriel ont démontré leur résilience pendant la crise sanitaire pour soutenir la continuité de services essentiels (hôpitaux, froid alimentaire, industries, data center,...).

Le dynamisme commercial se poursuit, malgré le contexte lié à la crise sanitaire notamment en France, avec la signature ou le renouvellement de nombreux contrats, comme par exemple le nouveau contrat de performance énergétique de 15 ans avec Thales Alenia Space pour son site de Cannes ou le renouvellement, pour 8 ans, du contrat d'exploitation avec objectifs de performance énergétique des installations du CHU de Reims et du CH d'Epemay.

5.1.2.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 295 millions d'euros en 2020, en diminution organique de - 3,1 % par rapport à 2019. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Le CA est notamment impacté par les effets de la crise COVID (estimés à - 78 M€) principalement sur les ventes de l'activité de la Base Installée.

Les prises de commandes (y compris auprès d'EDF SA) s'élèvent à 2,9 milliards d'euros en 2020.

Sur le plan commercial, Framatome a remporté en octobre auprès de Nextera le contrat de modernisation du système de contrôle-commande pour la centrale nucléaire de Turkey Point aux Etats-Unis.

5.1.2.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 9 041 millions d'euros en 2020, en baisse de 533 millions d'euros par rapport à 2019. Hors effets de change (- 126 millions d'euros) et effet périmètre (- 220 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de

(1) Chiffre estimé. Voir note 1.4. « Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) » des états financiers audités du Groupe au 31.12.2020.

(2) Aux termes du protocole signé entre EDF et l'État, un montant de 370 M€ a été reçu en 2020 au titre de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale.

(3) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 38,5 TWh en 2020 (vs 33,4 TWh en 2019).

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

(5) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,75 % au 1^{er} août 2020 et de + 3,04 % au 1^{er} août 2019.

2,0% par rapport à 2019. La baisse du chiffre d'affaires s'explique principalement par les effets de la crise sanitaire sur les volumes de vente de l'activité de commercialisation, la baisse de la production nucléaire (- 5,3 TWh) et la baisse des revenus de capacité. Ces effets sont partiellement compensés par la hausse des prix réalisés de vente de la production nucléaire.

5.1.2.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 5 967 millions d'euros, en baisse organique de 1 650 millions d'euros (- 21,7 %) par rapport à 2019. Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en diminution en lien avec la baisse des prix sur l'ensemble des marchés (cette évolution a un effet limité sur la marge). L'impact de la crise sanitaire sur les volumes vendus aux clients professionnels (environ - 40 millions d'euros), l'hiver doux (environ - 42 millions d'euros) et la réduction des ventes de gaz pour la production thermoélectrique contribuent aussi à ce recul.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en réduction notamment en raison de la baisse des prix de l'électricité. La crise sanitaire a également induit une baisse des volumes vendus aux clients professionnels (environ - 50 millions d'euros).

5.1.2.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 420 millions d'euros en 2020, en baisse organique de 136 millions d'euros par rapport à 2019 (soit - 5,1 %).

En Belgique ⁽¹⁾, le chiffre d'affaires s'élève à 1 736 millions d'euros, en baisse organique de - 183 millions d'euros (- 9,6 %) par rapport à 2019. La crise sanitaire a un impact défavorable estimé à - 80 millions d'euros en lien avec la baisse de la consommation, un effet prix de marché défavorable et une décroissance des activités de services. Le chiffre d'affaires est affecté par la baisse des prix de marché (électricité et gaz) pour les clients particuliers et industriels et par un effet volume négatif en lien avec un climat doux et une concurrence toujours accrue. Par ailleurs, l'année 2020 a bénéficié d'une forte augmentation de la production des parcs éoliens, qui s'élève à 1,17 TWh (+ 25 % par rapport à fin 2019), grâce à des conditions de vent favorables et à l'augmentation de la capacité installée.

Au Brésil, le chiffre d'affaires s'élève à 474 millions d'euros, en augmentation organique (+ 9,2 %) avec la réévaluation du prix du Power Purchase Agreement (PPA) de Norte Fluminense en novembre 2019 de + 5 % et de + 28% en novembre 2020. Cette réévaluation est liée à l'indexation au prix du gaz et à la dégradation du réal brésilien face au dollar. L'effet de la crise sanitaire au Brésil est non significatif compte tenu des activités du groupe. Il convient de noter un effet de change négatif important du fait de la dépréciation du réal brésilien face à l'euro.

5.1.2.9 Autres métiers

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

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 127 millions d'euros en 2020, en baisse organique de 568 millions d'euros par rapport à 2019 (soit - 20,8 %). L'impact estimé du Covid s'élève à - 53 millions d'euros.

- Le chiffre d'affaires des activités gazières s'élève à 729 millions d'euros en diminution organique de 492 millions d'euros (- 40,3 %) impacté par la forte baisse des prix de gros et par une diminution de l'utilisation des capacités du Groupe.
- Le chiffre d'affaires d'EDF Trading s'élève à 912 millions d'euros, en baisse organique de 9,1 %. La crise sanitaire affecte la marge de trading à hauteur d'un montant estimé à - 22 millions d'euros du fait de l'augmentation des provisions pour risque de contrepartie. La performance des activités de trading reste soutenue grâce notamment à la volatilité élevée en 2020, après une performance 2019 exceptionnelle. L'augmentation des activités de couverture, ainsi que les activités d'optimisation GNL et de trading GPL contribuent aussi à ce résultat.
- Le chiffre d'affaires de Citelum s'élève à 305 millions d'euros.

5.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 16 174 millions d'euros en 2020, en baisse de 3,3 % par rapport à 2019. Hors effets de change (- 75 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 24 millions d'euros), l'EBE est en baisse organique de 2,7 % démontrant la bonne résistance du Groupe à la crise. L'impact estimé de la crise sanitaire s'élève à - 1 479 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	69 031	71 347	(2 316)	- 3,2	- 3,4
Achats de combustible et d'énergie	(32 425)	(35 091)	2 666	- 7,6	- 8,0
Autres consommations externes	(8 461)	(8 625)	164	- 1,9	- 2,8
Charges de personnel	(13 957)	(13 797)	(160)	+ 1,2	+ 1,1
Impôts et taxes	(3 797)	(3 798)	1	0,0	+ 1,3
Autres produits et charges opérationnels	5 783	6 687	(904)	- 13,5	- 13,3
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	16 174	16 723	(549)	- 3,3	- 2,7

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

5.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 32 425 millions d'euros en 2020, en baisse de 2 666 millions d'euros (-7,6 %) et en baisse organique de 2 796 millions d'euros (- 8,0 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 13 191 millions d'euros, en hausse organique de 104 millions d'euros (+ 0,8 %) par rapport à 2019 principalement du fait de l'augmentation des obligations d'achats d'énergies renouvelables.
 - Au **Royaume-Uni**, la baisse organique de 322 millions d'euros (- 5,1 %) est principalement liée à un effet prix favorable sur la fourniture de gaz, à la baisse des volumes de ventes d'électricité sur le segment des entreprises pour les activités de commercialisation, ainsi qu'à la moindre consommation de combustibles en raison de la baisse des productions thermique et nucléaire.
 - En **Italie**, la baisse de 1 705 millions d'euros (- 28,1%), est essentiellement liée à celles du prix du gaz et des volumes de gaz (sur le marché de gros).
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 461 millions d'euros, en baisse de 164 millions d'euros (- 1,9 %) et en baisse organique de 242 millions d'euros par rapport à 2019 (- 2,8 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes s'élèvent à 2 332 millions d'euros. La baisse organique de 95 millions d'euros (soit - 3,9 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités ainsi que l'impact de la crise sanitaire en particulier sur les déplacements.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 1 584 millions d'euros. La hausse organique de 27 millions d'euros (soit + 1,7 %) reflète la baisse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau pendant la crise sanitaire, et ce malgré la baisse des frais de déplacements.
 - Au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en hausse organique de 16 millions d'euros (+ 1,7%) en raison principalement de la crise sanitaire et de ses effets sur la maintenance du parc nucléaire.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 34 millions d'euros (+ 6,1 %) principalement liée à la croissance des activités renouvelables aux Etats-Unis.
 - **Dalkia** enregistre une hausse de 129 millions d'euros qui comprend un effet périmètre de 242 millions d'euros résultant essentiellement de la consolidation en intégration globale des activités au Royaume-Uni codétenues avec EDF Energy et de l'acquisition de Breathe Energy fin 2019. La baisse organique s'élève à 110 millions d'euros et reflète la baisse des activités de services et de travaux sous-traités du fait de la crise sanitaire.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 957 millions d'euros, en hausse de 160 millions d'euros (+ 1,2 %) et en hausse organique de 157 millions d'euros par rapport à 2019 (+ 1,1 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 045 millions d'euros et sont en hausse de 13 millions d'euros (+ 0,2 %) et stables en organique par rapport à 2019, traduisant notamment l'impact de l'accord de relance d'activité partiellement compensé par une baisse des effectifs. Les effectifs moyens sont en baisse de 0,1 % ⁽¹⁾ par rapport à 2019 sur l'ensemble des métiers.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 208 millions d'euros et sont en hausse de 69 millions d'euros (+ 2,2 %) par rapport à 2019, essentiellement liée à des augmentations de rémunération et en particulier aux effets de l'accord de relance de l'activité. Les effectifs moyens ⁽¹⁾ sont en légère baisse par rapport à 2019.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse de 18 millions d'euros (+ 4,9 %) et une hausse organique des charges de personnel de 36 millions d'euros (+ 9,7 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs en lien notamment avec la croissance des activités de développement et construction.
 - **Dalkia** enregistre une hausse de 107 millions d'euros (+ 11,0 %) correspondant à un effet périmètre de 87 millions d'euros suite à la consolidation en intégration globale des activités au Royaume-Uni codétenues avec EDF Energy et de l'acquisition de Breathe Energy fin 2019 et à une hausse organique de 22 millions d'euros (+ 2,3 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 797 millions d'euros en 2020, en hausse organique de 48 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2019.
 - Au Brésil, la hausse organique de 21 millions d'euros provient principalement de la taxe ICMS (sans impact EBE)
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 5 783 millions d'euros en 2020, en baisse organique de 888 millions d'euros par rapport à 2019 (- 13,3 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse du produit net pour 353 millions d'euros (- 7,7 %) et de 348 millions d'euros en organique (- 7,6 %) est principalement attribuable aux mouvements sur les provisions liées au combustible.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, la diminution de - 49 millions d'euros (- 3,4 %) s'explique principalement par de moindres pénalités pour coupures longues.
 - Au **Royaume-Uni**, les pertes sont en hausse de 50 millions d'euros (+ 22,8 %) et de 53 millions d'euros en organique (+ 24,2 %) du fait notamment de l'augmentation des provisions pour créances douteuses liées à la crise sanitaire sur les segments des particuliers et des professionnels.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une baisse organique de 320 millions d'euros (- 48,3 %) provenant principalement de la cession en 2019 de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG), sans équivalent en 2020.

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance.

5.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	7 412	7 615	(203)	- 2,7	- 2,7
France - Activités régulées	5 206	5 101	105	+ 2,1	+ 2,1
EDF Renouvelables	848	1 193	(345)	- 28,9	- 23,0
Dalkia	290	349	(59)	- 16,9	- 17,5
Framatome	271	256	15	+ 5,9	+ 4,7
Royaume-Uni	823	772	51	+ 6,6	+ 9,8
Italie	683	593	90	+ 15,2	+ 8,4
Autre international	380	339	41	+ 12,1	+ 20,9
Autres métiers	261	505	(244)	- 48,3	- 44,8
EBE GROUPE	16 174	16 723	(549)	- 3,3	- 2,7

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

5.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

L'EBE du segment **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de 2,7 % par rapport à 2019 et s'élève à 7 412 millions d'euros.

Au global, la crise sanitaire affecte l'EBE du segment pour un montant estimé à - 872 millions d'euros en lien avec la moindre production nucléaire (environ - 33 TWh soit environ - 0,6 milliard d'euros), la baisse de la consommation (environ - 8 TWh soit environ - 0,2 milliard d'euros) et l'augmentation estimée des créances clients irrécouvrables (environ - 0,1 milliard d'euros).

Hors effet de la crise sanitaire, l'EBE serait en croissance de + 8,8 %.

La baisse de production nucléaire de - 11 TWh hors effet Covid provient de l'arrêt définitif de Fessenheim, des prolongations d'arrêts sur Flamanville 1 et 2 et Paluel 2, minorées des reports d'arrêts pour garantir la couverture de la demande (+ 14 TWh). La production hydraulique est, quant à elle, en augmentation de 5,1 TWh après déduction de pompage. L'effet net de la production nucléaire hors Covid et de la production hydraulique est estimé à - 209 millions d'euros.

Les prix de l'énergie ont un effet positif pour un montant estimé à 748 millions d'euros du fait des hausses tarifaires ⁽¹⁾ de juin 2019 et de février 2020 (cette dernière intégrant la moitié du rattrapage tarifaire de 2019).

L'EBE bénéficie par ailleurs de l'augmentation des revenus de capacité. En effet, conformément aux règles de mise aux enchères des capacités, RTE a procédé en 2020 à des enchères sur les années 2021 et 2022 pour des volumes équivalents, ce qui a conduit à enregistrer en 2020 deux années de revenu au titre de ces enchères. Par ailleurs, l'année 2020 a été marquée par une hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes. Cette hausse s'explique principalement par la diminution de la disponibilité du parc à cet horizon dans le contexte lié à la crise Covid-19.

Les charges opérationnelles ⁽²⁾ ont diminué de 148 millions d'euros, soit - 2,2 %, en partie liée à la baisse des effectifs.

5.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 5 206 millions d'euros, en hausse organique de 2,1 % par rapport à 2019 malgré la crise.

L'évolution des prix a un effet positif de + 391 millions d'euros en lien principalement avec l'évolution des indexations du TURPE 5 ⁽³⁾ distribution et transport intervenues au 1er août 2019 et 2020.

Le climat doux générant de moindres volumes distribués a eu un effet défavorable estimé à - 151 millions d'euros (soit - 6,8 TWh). Par ailleurs, les conséquences des aléas climatiques sont moindres en 2020 comparé à 2019 (+ 57 millions d'euros).

La baisse des volumes distribués (environ - 8,4 TWh hors effet climat) et le ralentissement des prestations de raccordement au réseau reflètent l'impact de la crise sanitaire sur l'activité. Celui-ci est estimé au total à - 237 millions d'euros.

Hors effet de la crise sanitaire, l'EBE serait en croissance de + 6,7 %.

(1) Evolution tarifaire de + 7,7 % HT au 1er juin 2019 et au +3,0 % HT au 1er février 2020 (incluant la moitié du rattrapage tarifaire).

(2) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. A périmètre, normes, taux de change et taux d'actualisation des retraites constants. Hors coûts des ventes des activités de services.

(3) Indexation TURPE 5 Distribution de + 3,04 % et + 2,75 % et du TURPE 5 Transport de + 2,16 % et - 1,08% respectivement au 1er août 2019 et au 1er août 2020.

5.2.2.3 EDF Renouvelables

L'EBE du segment **EDF Renouvelables** s'élève à 848 millions d'euros, en baisse organique de - 23,0 % par rapport à 2019.

Le niveau exceptionnel des opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » en 2019 est sans équivalent en 2020 et explique une baisse de l'EBE 2020 de 313 millions d'euros notamment du fait de la cession de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe ⁽¹⁾ (NnG).

La croissance de la production et des activités Solaires distribués & Exploitation Maintenance (principalement aux États - Unis) contribuent favorablement à l'EBE.

Les coûts de développement augmentent pour accompagner la croissance de l'activité et l'implantation dans de nouvelles zones.

Les effets de la crise sanitaire sont non significatifs pour les activités d'EDF Renouvelables.

5.2.2.4 Dalkia

L'EBE du segment **Dalkia** atteint 290 millions d'euros, en baisse organique de 17,5 % par rapport à 2019.

La crise sanitaire a affecté l'EBE en raison notamment des fermetures de nombreux sites clients et du report de chantiers (montant estimé à - 40 millions d'euros) principalement au premier semestre avec une bonne reprise des activités au second semestre. Dalkia est resté mobilisé tout au long de l'année aux côtés de ses clients pour assurer la continuité des services essentiels en particulier dans le secteur hospitalier.

Le plan de performance opérationnelle et la maîtrise des frais de structure permettent un renforcement de la compétitivité. La signature de nouveaux contrats et le renouvellement de contrats commerciaux existants ont aussi un effet favorable sur l'EBE. Ainsi, Dalkia a signé des contrats de performance énergétique notamment avec le centre hospitalier de Pontoise et avec Thales Alenia Space pour son site à Cannes. Ce dernier contrat constitue un exemple concret de décarbonation de l'industrie (45 % d'économie sur l'énergie dédiée à l'eau chaude et 980 tonnes de CO₂ évitées chaque année).

En revanche, les difficultés ponctuelles rencontrées sur des contrats au Royaume-Uni pénalisent la performance financière.

5.2.2.5 Framatome

L'EBE de **Framatome** s'élève à 534 millions d'euros en 2020, soit une hausse organique de + 0,8 % malgré les effets de la crise sanitaire. La performance de Framatome permet une contribution à l'EBE du Groupe pour un montant de 271 millions d'euros, soit une hausse organique de près de 5 % par rapport à 2019.

La résilience des activités de fabrication d'assemblages de combustibles (en France, en Allemagne et aux États-Unis), ainsi qu'un meilleur mix produit de ventes qu'en 2019 permettent un rebond de l'EBE.

Cette croissance, associée à la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels et de structure conforte les résultats de Framatome.

La crise sanitaire impacte principalement les activités de la « Base Installée » et « Projets et Fabrication de composants » pour un montant total estimé à - 47 millions d'euros.

Framatome développe son expertise en ingénierie et étend ses capacités dans le contrôle commande grâce à la signature avec Rolls-Royce d'un accord en vue de l'acquisition de son activité de contrôle-commande.

5.2.2.6 Royaume-Uni

L'EBE du segment **Royaume-Uni** est en hausse et s'élève à 823 millions d'euros, soit + 9,8 % en variation organique malgré les effets de la crise sanitaire grâce à un effet prix positif.

La crise sanitaire a un impact négatif global sur l'EBE de - 182 millions d'euros principalement en lien avec la baisse des consommations des clients industriels et professionnels et l'augmentation des risques de recouvrement sur les créances commerciales.

Hors effet de la crise sanitaire, l'EBE serait en croissance de + 33,4 %.

L'EBE est pénalisé par le recul de la production nucléaire en 2020 ⁽²⁾ du fait principalement de l'arrêt pour inspection graphite d'Hinkley Point B. La centrale d'Hunterston B a redémarré en septembre et Dungeness B est toujours à l'arrêt à ce jour. En revanche, l'EBE bénéficie de la hausse des prix réalisés du nucléaire (+ 10,3 £/MWh).

La marge du segment des clients résidentiels est en amélioration malgré un portefeuille en baisse, dans un contexte qui reste toujours très concurrentiel.

5.2.2.7 Italie

L'EBE du segment **Italie** est en croissance organique de 8,4 % malgré les effets de la crise sanitaire et s'élève à 683 millions d'euros. La bonne résilience face à la crise Covid-19 est essentiellement liée à la forte intégration amont/aval de l'activité en Italie, avec une flexibilité importante sur l'amont qui a permis de compenser les impacts du covid concentrés sur l'aval.

Dans les activités électricité, l'EBE est en progression grâce à une meilleure contribution de la production renouvelable (hydraulique et éolienne) et la performance des services rendus au système électrique en lien notamment avec une bonne optimisation de la flexibilité du parc.

Dans les activités gaz, l'EBE bénéficie d'une meilleure optimisation grâce à la flexibilité des contrats d'approvisionnement par gazoduc dans un contexte de volatilité.

(1) La plus-value enregistrée comprend aussi la réévaluation des titres conservés suite à la perte de contrôle de la société.

(2) L'arrêt d'une des deux turbines de Sizewell B à la demande de National Grid entre mai et septembre 2020 a eu un impact défavorable de 2,1 TWh sur la production 2020. Cette perte a été financièrement compensée par National Grid.

Les activités de commercialisation bénéficient d'une amélioration des marges sur les ventes d'électricité pour les clients résidentiels et industriels et de la progression des services aux clients résidentiels. En revanche, le climat doux en début d'année a eu un effet défavorable sur les marges gaz.

La crise sanitaire affecte l'EBE de l'Italie pour un montant estimé à - 60 millions d'euros principalement en raison de la baisse de la demande des clients industriels (gaz, électricité et services).

La cession de la majeure partie des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège et la cession prochaine des activités E&P en Norvège suite à la signature fin décembre 2020 d'un accord ⁽¹⁾ permettent un recentrage sur les activités stratégiques.

5.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre International** est en hausse organique de 20,9 %, à 380 millions d'euros.

En **Belgique** ⁽²⁾, l'EBE est en croissance organique (+ 18,9 %). La croissance de l'EBE est portée par une meilleure production du parc nucléaire et par des conditions de prix plus favorables qu'en 2019. L'année 2020 bénéficie aussi d'une bonne performance de la production des parcs éoliens (+ 26 %), grâce à des conditions de vent favorables et au développement de la capacité installée. La capacité éolienne nette installée atteint 548 MW ⁽³⁾, soit + 13,5 % par rapport à fin 2019. La crise sanitaire a un impact défavorable estimé à - 26 millions d'euros en lien avec la baisse de la consommation et des activités de services et des risques de recouvrement sur les créances commerciales. Luminus poursuit sa stratégie de développement en Belgique avec la signature d'un accord en vue de l'acquisition d'Essent Belgium ⁽⁴⁾ (un portefeuille d'environ 330 000 clients).

Au **Brsil**, l'EBE est en augmentation organique (+ 16,7 %) principalement en lien avec la réévaluation en 2019 et 2020 du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense. Cette évolution est pénalisée par un effet change défavorable (dépréciation du Réal Brésilien face à l'Euro). L'effet de la crise sanitaire au Brésil est non significatif, compte tenu des activités du Groupe dans ce pays.

5.2.2.9 Autres métiers

L'EBE du segment **Autres métiers** est en baisse organique de - 44,8 %, à 261 millions d'euros.

L'**activité gazière** est affectée par une provision pour contrats onéreux enregistrée en raison principalement de la révision à la baisse des spreads Europe - Etats-Unis à moyen et long terme.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 633 millions d'euros, en baisse organique de - 11,2 % par rapport à une année 2019 exceptionnelle. Dans un contexte d'incertitudes liées à la crise et de volatilité, la performance des activités de trading reste soutenue générant un bon résultat 2020. L'EBE bénéficie aussi de l'accroissement des activités de couverture ainsi que des activités d'optimisation GNL. La crise sanitaire affecte de manière limitée la marge de trading.

5.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 3 875 millions d'euros en 2020, en baisse de 2 882 millions d'euros (- 42,7 %) et en baisse organique de 2 810 millions d'euros par rapport à 2019 (- 41,6 %).

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
EBE	16 174	16 723	(549)	- 3,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(175)	642	(817)	- 127,3
Dotations aux amortissements ⁽²⁾	(10 838)	(10 020)	(818)	+ 8,2
(Pertes de valeur)/reprises	(799)	(403)	(396)	+ 98,3
Autres produits et charges d'exploitation	(487)	(185)	(302)	+ 163,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 875	6 757	(2 882)	- 42,7

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

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

5.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de 642 millions d'euros en 2019 à - 175 millions d'euros en 2020 soit une variation de 817 millions d'euros en lien avec les opérations portées par EDF Trading pour le compte des entités d'EDF et les positions sur le gaz d'Edison.

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 30 décembre 2020.

(2) Luminus et EDF Belgium.

(3) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 588 MW à fin décembre 2020 (+ 13,3 %).

(4) Voir le communiqué de presse de Luminus du 5 février 2021.

5.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 818 millions d'euros par rapport à 2019.

- Le segment **France - Activités de production et commercialisation** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 566 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par les mises en service sur le parc nucléaire et, dans une moindre mesure, par les amortissements accélérés sur le parc charbon à partir du 1er juin 2019.
- Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 114 millions d'euros, principalement du fait des investissements de raccordement et de renforcement de réseaux.
- Les dotations aux amortissements **au Royaume-Uni** sont en hausse de 113 millions d'euros rapport à 2019 du fait notamment de l'accélération des amortissements sur Hunterston B, Dungeness et Hinkley Point B.

5.3.3 Pertes de valeur/reprises

En 2020, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 799 millions d'euros principalement liées à l'activité nucléaire au Royaume-Uni.

5.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

En 2020, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 487 millions d'euros. Ils sont portés pour - 405 millions d'euros par le segment **France - Activités de production et commercialisation** principalement au titre du coût des travaux de réparation des soudures des traversées vapeur sur le chantier de Flamanville 3 ⁽¹⁾.

En 2019, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à - 185 millions d'euros. Ils comprenaient en particulier la charge liée à l'Offre préférentielle Réservee aux Salariés (ORS) réalisée sur le premier semestre 2019 (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019), ainsi que des provisions pour restructurations dans certaines entités du Groupe.

5.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 610)	(1 806)	196	- 10,9
Effet de l'actualisation	(3 733)	(3 161)	(572)	+ 18,1
Autres produits et charges financiers	2 761	4 603	(1 842)	- 40,0
RÉSULTAT FINANCIER	(2 582)	(364)	(2 218)	n.a

n.a : non applicable

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

Le résultat financier représente une charge de 2 582 millions d'euros en 2020, en dégradation de 2 218 millions d'euros par rapport à 2019. Cette évolution s'explique par :

- une baisse de 1 842 millions d'euros des autres produits et charges financières principalement en raison de la variation de juste valeur du portefeuille des actifs dédiés liée à la performance des marchés actions et fonds de crédits malgré une bonne performance des actifs pendant la crise sanitaire, comparée à une performance exceptionnelle du portefeuille en 2019 (variation de juste valeur de + 1 218 millions d'euros en 2020 contre + 2 545 millions d'euros en 2019, soit une baisse de 1 327 millions d'euros) ;
- une augmentation de l'effet de désactualisation de 572 millions d'euros en lien avec la baisse plus importante des taux d'actualisation, principalement en raison de l'impact de la baisse des taux de marché sur le taux d'actualisation des provisions nucléaires en France. Par ailleurs, à compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué (voir note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2020). Le taux d'actualisation s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,2 % (vs respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit une baisse du taux réel de 0,2% en 2020 vs 0,1% en 2019 ;
- une baisse du coût de l'endettement financier brut de 196 millions d'euros en raison des remboursements de dettes et d'émissions à taux plus favorables ainsi que d'effets favorables de change nets de couverture.

5.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 945 millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 % (contre - 1 532 millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,96 %).

La baisse de la charge d'impôt de 587 millions d'euros entre 2020 et 2019 est essentiellement liée à la baisse du résultat avant impôt de 5 100 millions d'euros, entraînant une charge d'impôt moindre de 1 633 millions d'euros, partiellement compensée par :

- l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition de 17% à 19% au Royaume Uni ;
- l'absence d'effet favorable de cession d'actifs en 2020 (Alpiq, NnG en 2019) ;
- la décision défavorable rendue par le Conseil d'Etat en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA pour un impact de - 177 millions d'euros, ainsi que des actifs d'impôts différés non reconnus pour - 361

(1) Comptabilisation conforme à la norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affectent le résultat net part du Groupe, sans impact sur le résultat net courant.

millions d'euros, en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les conséquences des contentieux fiscaux, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur et les impacts des changements de taux au Royaume-Uni), le taux effectif d'impôt courant en 2020 est de 19,0%, contre 18,0 % en 2019.

5.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 425 millions d'euros en 2020, contre 818 millions d'euros en 2019. La baisse de 393 millions d'euros est principalement portée le résultat de CENG qui s'élève à 63 millions au 31 décembre 2020 soit une baisse de 225 millions d'euros par rapport à 2019.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2020 des pertes de valeur pour un montant total de 189 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 12 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

5.7 Résultat net des activités en cours de cession

Le résultat net des activités en cours de cession comprend les éléments du compte de résultat de l'activité « E&P » d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs (voir note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

5.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à - 35 millions d'euros en 2020, en baisse de 62 millions d'euros par rapport à 2019.

5.9 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 650 millions d'euros en 2020, en baisse de 4 505 millions d'euros par rapport à 2019, en raison notamment des pertes enregistrées sur le résultat d'exploitation (- 2 882 millions d'euros) et sur le résultat financier (- 2 218 millions d'euros).

	2020	2019 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	0,05	1,50
Résultat dilué par action	0,05	1,50
Résultat par action des activités poursuivies	0,10	1,67
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,10	1,67

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

5.10 Résultat net courant

Le résultat net courant ⁽¹⁾ s'établit à 1 969 millions d'euros en 2020, en baisse de 1 902 millions d'euros par rapport à 2019 (voir note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2020).

6 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

Pour le détail des flux du tableau de flux de trésorerie, se reporter aux comptes consolidés et aux annexes au 31 décembre 2020 suivantes :

- Tableau de flux de trésorerie
- note 10.6 « immobilisations en cours » et note 10.7 « investissements corporels et incorporels »
- note 13 « Besoin en fonds de roulement »
- notes 19 « Indicateurs financiers » et note 19.2 « Endettement financier net »

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

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

- - 2 068 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2020 contre - 986 millions d'euros en 2019 ;
- - 124 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2020, contre + 490 millions d'euros en 2019 ;
- + 873 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2020 (IFRS 9) contre + 1 780 millions d'euros en 2019.

6.1 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 42 290 millions d'euros en 2020. Il était de 41 133 millions d'euros au 31 décembre 2019.

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	16 174	16 723	(549)	- 3,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	328	(1 930)		
Excédent brut d'exploitation Cash	16 502	14 793		
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 679)	475		
Investissements nets ⁽²⁾ (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)	(11 570)	(11 433)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(17)	303		
Cash-flow généré par les opérations ⁽³⁾	3 236	4 138	(902)	- 21,8
Cessions d'actifs	187	531		
Impôt sur le résultat payé	(983)	(915)		
Frais financiers nets décaissés	(1 008)	(802)		
Actifs dédiés	(798)	(394)		
Dividendes versés en numéraire	(768)	(801)		
Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky	(134)	1 757		
Projets Hinkley Point C et Linky	(2 575)	(2 582)		
Cash-flow Groupe ⁽⁴⁾	(2 709)	(825)		
Emissions emprunts hybrides & OCEANE	2 243	493		
Remboursement emprunts hybrides	-	(1 618)		
Autres variations monétaires	(49)	(470)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(515)	(2 420)		
Effet de la variation de change	445	(341)		
Autres variations non monétaires	(1 077)	(5 039)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(1 147)	(7 800)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession ⁽⁵⁾	(10)	55		
Endettement financier net ouverture	41 133	33 388		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 290	41 133		

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions 2019-2020, ainsi que les investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.

(3) 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 2019-2020 et hors investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(4) 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, dividendes versés en numéraire et projets Hinkley Point C et Linky.

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

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	65 591	67 380	(1 789)	- 2,7
Dérivés de couvertures des dettes	(1 986)	(3 387)	(1 401)	- 41,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 270)	(3 934)	2 336	+ 59,4
Actifs financiers disponibles à la vente - actifs liquides	(15 028)	(18 900)	(3 872)	- 20,5
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	(17)	(26)	(9)	- 34,6
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾	42 290	41 133	1 157	+ 2,8

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe.

6.1.1 Cash-flow généré par les opérations ⁽¹⁾

Le cash-flow généré par les opérations ⁽¹⁾ s'établit à 3 236 millions d'euros en 2020 contre 4 138 millions d'euros en 2019, soit une baisse de 902 millions d'euros.

6.1.1.1 EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non cash s'élève à 16 502 millions d'euros, en augmentation de 1 709 millions d'euros par rapport à 2019, principalement en raison de débouchements des positions latentes sur les instruments financiers d'EDF Trading et, dans une moindre mesure, de la hausse de la marge brute acheminement d'Enedis.

6.1.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 679 millions d'euros en 2020.

Cette variation s'explique principalement par une hausse des stocks (certificats de capacité et certificats d'économie d'énergie) et par l'augmentation des appels de marge de l'activité optimisation/trading en 2020.

De la même manière, l'écart de variation de BFR entre 2019 et 2020 (- 2 154 millions d'euros), s'explique essentiellement par la hausse des stocks (- 898 millions d'euros) et l'augmentation des appels de marge de l'activité optimisation/trading (- 1 235 millions d'euros).

6.1.1.3 Investissements nets (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)

Les investissements nets y compris cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky s'élèvent à 14,1 milliards d'euros.

Les investissements nets (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky) s'élèvent à 11 570 millions d'euros en 2020 contre 11 433 millions d'euros en 2019, soit une augmentation de 137 millions d'euros et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 484	6 329	(845)	- 13,4
France - Activités régulées	3 367	3 622	(256)	- 7,0
EDF Renouvelables	812	(276)	1 089	+ 394,2
Dalkia	180	138	42	+ 30,4
Framatome	219	134	85	+ 63,4
Royaume-Uni	732	659	73	+ 11,1
Italie	531	433	98	+ 22,6
Autre international	207	309	(102)	- 33,0
Autres métiers	38	86	(48)	- 55,8
INVESTISSEMENTS NETS	11 570	11 433	137	+ 1,2

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

- Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en baisse de - 845 millions d'euros, du fait de la baisse des dépenses de maintenance nucléaire, de la diminution des investissements du projet Flamanville 3, et de l'acquisition de Framatome en 2019.
- Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** hors Linky sont en baisse de - 256 millions d'euros, du fait de la crise sanitaire qui a conduit à reporter ou annuler certains travaux, malgré une reprise de l'activité rapide d'Enedis après la fin de la première période de l'état d'urgence.

(1) Hors plan de cession 2019-2020 et hors investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.

- Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** sont en hausse de 1 089 millions d'euros. Les investissements 2019 avaient été réduits par la cession du parc NnG, sans équivalent en 2020.
- Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en hausse de 73 millions d'euros, essentiellement du fait de l'acquisition de Pod Point dans le secteur de la mobilité électrique et du financement des projets nucléaires de Sizewell et Bradwell, et ce, malgré la baisse des dépenses sur les travaux de maintenance nucléaire.
- En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 98 millions d'euros, du fait notamment de projets de développement de centrales de production thermique.

6.1.2 Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky

Le cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky s'établit à - 134 millions d'euros en 2020 (contre 1 757 millions d'euros en 2019).

6.1.2.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent en 2020 à 187 millions d'euros, du fait principalement de la cession de l'activité Exploration & Production d'Edison.

6.1.2.2 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 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 décembre 2020, les flux nets de - 798 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

6.1.2.3 Dividendes versés en numéraire

En 2020, EDF a versé 768 millions d'euros au titre :

- de la rémunération versée en 2020 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (501 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (267 millions d'euros).

EDF n'a versé aucun dividende en 2020 que ce soit au titre du solde du dividende 2019 ou au titre de l'acompte sur le dividende 2020 (cf. CP du 7 mai 2020).

6.1.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève en 2020 à -2 709 millions d'euros contre - 825 millions d'euros en 2019.

6.1.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement dépréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro ⁽¹⁾) a un impact favorable de 445 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

6.1.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires sont de - 1 077 millions d'euros en 2020 contre - 5 039 millions d'euros en 2019 et sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16). La variation de 3 962 millions d'euros par rapport à 2019 provient principalement de la première application de la norme IFRS 16 en 2019.

6.2 Ratios financiers

	2020	2019 ⁽¹⁾	2018
Endettement financier net/EBE	2,61	2,46	2,24
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽²⁾	43 %	42 %	39 %

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

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

(1) Dépréciation de 5,4 % de la livre sterling face à l'euro : 1,112 €/£ au 31 décembre 2020 et 1,175 €/£ au 31 décembre 2019 ;
Dépréciation de 8,5 % du dollar américain face à l'euro : 0,815 €/€ au 31 décembre 2020 et 0,89 €/€ au 31 décembre 2019.

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 hebdomadaire des 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 31 décembre 2020, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 21 316 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 110 millions d'euros.

Sur l'année 2021, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2020 s'élèvent à 11 460 millions d'euros, dont 4 294 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2020, 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 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES Vertes) à échéance 2024 pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2020 s'établit à 14,5 ans contre 15,4 ans au 31 décembre 2019. Celle d'EDF SA s'établit à 15,0 ans contre 15,9 ans au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2020, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IFRS 9 (valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2020) :

31 décembre 2020 (en millions d'euros)	Instruments de couverture ⁽¹⁾			Garanties données sur emprunts
	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	
2020	13 386	(318)	(362)	51
Entre 2021 et 2024	22 355	(1 069)	(1 334)	495
2025 et au-delà	73 234	(1 179)	(5 356)	403
TOTAL	108 975	(2 566)	(7 052)	949
dont remboursement de dette principale	64 371			
dont charges d'intérêt	44 604			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

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

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

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long 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.
- des analyses de besoin de liquidité ont été mises à jour pendant la crise de mars et fin 2020, montrant des besoins potentiellement augmentés suite aux conséquences de la crise sanitaire. EDF a fait le choix de recourir à des mises en pension de titres au moment de la crise de mars, ce qui a permis de créer des liquidités importantes. Ces dispositifs ont été progressivement désactivés à partir de l'été 2020.

Au 31 décembre 2020, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 2 071 millions d'euros et de 263 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.

Au 31 décembre 2020, les principaux emprunts du Groupe sont détaillés en note 18.3.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2020, EDF SA dispose d'un montant global de 10 344 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 31 décembre 2020 ;
- les lignes bilatérales représentent 5 944 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 ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 400 millions d'euros. Quatre des cinq lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2020, pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 250 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 31 décembre 2020.

7.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 2020, 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-3
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective positive	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 46 % et 67 % 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 31 décembre 2020 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2020, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2020 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	36 241	11 798	48 039	73 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	16 735	(10 958)	5 777	9 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 996	537	10 533	16 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	(1 377)	1 242	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	65 591	-	65 591	100 %

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

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2020.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2020 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 039	-	48 039
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 777	578	6 355
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 533	1 053	11 586
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 242	124	1 366
TOTAL DES EMPRUNTS	65 591	1 755	67 346

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

31 décembre 2020 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 872	1 500	2 449	1 923
CHF (Suisse)	30		28	2
PLN (Pologne)	285		153	132
GBP (Royaume-Uni)	19 635	5 435	3 522	10 678
BRL (Brésil)	1 371			1 371
CNY (Chine)	11 026			11 026

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2020 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2020. 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.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2020. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2020			Au 31 décembre 2019		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	1 923	1 567	157	789	702	70
CHF (Suisse)	2	2	-	1	1	-
PLN (Pologne)	132	29	3	141	33	3
GBP (Royaume-Uni)	10 678	11 877	1 188	11 778	13 843	1 384
BRL (Brésil)	1 371	215	22	1 202	266	27
CNY (Chine)	11 026	1 374	137	11 148	1 425	143

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2020.

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 31 décembre 2020, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 69,3 % à taux fixe et 30,7 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 200 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2020 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,32 % fin 2020.

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 31 décembre 2020.

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

31 décembre 2020 (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	60 667	(15 217)	45 450	-
À taux variable	4 924	15 217	20 141	201
TOTAL DES EMPRUNTS	65 591	-	65 591	201

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2020 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 202	(12)	1 190

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2020) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2020), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

7.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 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 sont investis à hauteur de 34 % en actions fin décembre 2020, soit un montant actions de 4,5 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2020, 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 7,9 % et 9,1 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 217 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2020, le fonds de British Energy est investi à hauteur de 11,5 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 881 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 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 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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. 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 la 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 créance CSPE qui avait été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013, a été entièrement remboursée et soldée à la fin de l'année 2020 (voir note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

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).

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

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2020	31/12/2019
Actifs de rendement	19 %	19,2 %
Actifs de croissance	40,5 %	42,1 %
Actifs de taux	40,5 %	38,7 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2020, la valeur globale du portefeuille s'élève à 33 848 millions d'euros, contre 31 624 millions d'euros à fin décembre 2019. La composition du portefeuille est également présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2020.

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

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2020		31 décembre 2019	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) ⁽²⁾	2 705	2 788	2 705	2 926
Dérivés	16	16	(10)	(10)
Autres titres non cotés et prêts d'actionnaires ⁽³⁾	3 329	3 616	2 826	3 164
ACTIFS DE RENDEMENT	6 050	6 420	5 521	6 080
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	10 765	13 174	10 865	12 978
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	188	-	46
Autres titres non cotés	323	330	263	276
ACTIFS DE CROISSANCE	11 088	13 692	11 128	13 300
Obligations États OCDE et assimilées	4 598	4 879	4 338	4 548
Obligations personnes morales OCDE hors États et TCN	1 431	1 460	1 793	1 827
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes ⁽⁴⁾	6 981	7 217	4 830	5 038
CSPE	-	-	684	688
Autres titres non cotés	164	155	146	142
Dérivés	32	25	5	1
ACTIFS DE TAUX	13 206	13 736	11 796	12 244
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	30 344	33 848	28 445	31 624

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Au 31/12/2020 et au 31/12/2019, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

(3) dont 155 M€ de prêt d'actionnaires destiné à être capitalisé relatif à l'investissement de long terme au sein d'un véhicule immobilier contrôlé et géré par Korian.

(4) dont + 170 millions d'euros de cash non réinvesti en 2020.

Les tableaux ci-dessous présentent la performance du portefeuille au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	31/12/2020	Performance de l'exercice 2020	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019
	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Actifs de rendement	6 420	2,3 %	6 080	8,9 %
Actifs de croissance	13 692	10,3 %	13 300	25,9 %
Actifs de taux	13 736	4,1 %	12 244	5,2 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	33 848	5,9 %	31 624	13,5 %

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

(en millions d'euros)	31/12/2020	Performance de l'exercice 2020	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019
	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés ⁽¹⁾	2 788	1,6 %	2 926	12,6 %
Autres titres non cotés et prêts d'actionnaires ^{(2) (3) (4)}	4 117	2,9 %	3 572	6,0 %
OPCVM Actions ⁽³⁾	13 362	10,6 %	13 024	26,3 %
Obligations, TCN et OPCVM obligataires ⁽³⁾	12 396	4,3 %	11 226	6,1 %
OPCVM monétaires	1 185	-0,4 %	188	-0,3 %
CSPE	-	2,5 %	688	0,6 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	33 848	5,9 %	31 624	13,5 %

(1) Au 31/12/2020 et au 31/12/2019, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

(2) EDF Invest hors CTE. La performance d'EDF Invest y compris CTE est de + 2,3 % sur l'année 2020 et de 9,0 % sur l'année 2019.

(3) Y compris dérivés

(4) Dont 155 M€ de prêt d'actionnaires destiné à être capitalisé relatif à l'investissement de long terme au sein d'un véhicule immobilier contrôlé et géré par Korian.

Évolution du portefeuille en 2020

L'évolution des marchés financiers en 2020 est décrite en note 15.1.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2020.

En 2020, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 575 millions d'euros, dont + 237 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et + 1 334 millions d'euros d'autres titres (+ 1 822 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 + 5,9 %.

Le portefeuille des actifs non cotés gérés par EDF Invest, répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, s'élève à 6,9 milliards d'euros au 31 décembre 2020 (y compris CTE) et a généré une performance annuelle totale de 2,3% en 2020.

En 2020, EDF Invest a continué à diversifier ce portefeuille avec de nouvelles participations dans le domaine des énergies renouvelables (parcs solaires et éoliens aux Etats-Unis, au Canada et au Portugal), dans le secteur de l'efficacité énergétique (compteurs intelligents au Royaume-Uni) et dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

Les prises de participations dans les parcs solaires et éoliens réalisées par EDF auprès d'EDF Renewables en décembre 2020 ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 pour 113 millions d'euros. Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs de rendement et 498 millions d'euros en numéraire.

Les actifs de rendement, constitués d'actifs immobiliers et d'infrastructures pour 6,4 milliards d'euros au 31 décembre 2020, ont généré en 2020 des dividendes en ligne avec les attentes. Cette performance a toutefois été atténuée en 2020 par la baisse de valeur de certains actifs, en particulier des infrastructures de transport, qui ont été impactés par les mesures de confinement dans les différents pays.

Grâce à la hausse des marchés cotés, la poche de croissance est ressortie avec une performance globale de + 10,3 %, se décomposant en + 10,6 % pour les actions cotées et + 2,0 % pour les fonds de croissance. S'agissant des actions cotées, l'ensemble des poches géographiques ont surperformé leurs indices parfois de manière très notable : entre 1,4 % et 1,8 % pour le Japon, l'Amérique du Nord et l'Europe, et à près de 0,5% pour les pays émergents et le Pacifique. Enfin la gestion du change a été également profitable avec en particulier une forte surcouverture du dollar, en particulier au deuxième semestre.

S'agissant des actifs de taux, la performance a été satisfaisante en absolu (+ 4,1 %) et en relatif. Le portefeuille d'obligations cotées a réalisé une performance de + 4,3 %, légèrement supérieure à son indice de référence. Au sein du portefeuille des emprunts d'Etat, les pays périphériques ont également été surpondérés au détriment des pays cœur, en particulier l'Allemagne. Les fonds de taux quant à eux, ont réalisé une performance de + 1,6 %.

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 à fin décembre 2020 s'élève à 13 362 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2020 à 26,6 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 9,2 % à fin 2019. 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 3 554 millions d'euros.

À fin décembre 2020, la sensibilité des obligations cotées (12 396 millions d'euros) s'établissait à 5,5, 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 678 millions d'euros. La sensibilité était de 6,1 à fin décembre 2019.

7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

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

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées

opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe. 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 septembre 2020, les expositions du Groupe sont à 92 % 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 31/03/2020	91 %	8 %	1 %	100 %
au 30/09/2020	92 %	7 %	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 31/03/2020	6 %	-	10 %	77 %	7 %	100 %
au 30/09/2020	6 %	-	9 %	79 %	6 %	100 %

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

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

7.2.1 Politique de risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers (cf. chapitre 2.2.2 - 2C « Risques marchés énergies » de l'URD).

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

7.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie ⁽¹⁾ permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionnalité du dispositif ARENH et des possibles évolutions réglementaires de ce dernier (risque de relèvement jusqu'à 150 TWh du plafond des volumes mis à disposition, dans le cadre de la « La loi Énergie Climat » votée en 2019 et, plus largement, incertitudes sur l'issue des discussions en cours entre le gouvernement français et la commission européenne sur l'évolution de cadre de régulation des prix du nucléaire existant). Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Ce risque est d'autant plus élevé que le prix énergie + capacité sur le marché de gros est proche du prix de l'ARENH (42 €/MWh).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading*, le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée 3 fois par an au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

7.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

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, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donné ⁽²⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2020, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par 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.

Aucune de ces limites n'a été dépassé en 2020. Depuis son instauration, le *stop-loss* n'a par ailleurs jamais été activé.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

(2) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 22 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2020 figure en note 3 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.

10 PERSPECTIVES

Sous réserve des impacts d'un nouveau resserrement des restrictions sanitaires.

Objectifs 2021 ⁽¹⁾

- EBE ⁽²⁾ : > 17 Mds€
- Endettement financier net/EBE ⁽²⁾ : < 3x en 2021

Ambitions 2022 ⁽¹⁾

- Réduction des charges opérationnelles ⁽³⁾ : 500 m€ entre 2019 et 2022
- Cessions Groupe 2020-2022 ⁽⁴⁾ : ~ 3 Mds€
- Endettement financier net/EBE ⁽²⁾ : ~ 3x en 2022

Dividende

- Taux de distribution cible du résultat net courant 2021 et 2022 ⁽⁵⁾ : 45 % - 50 %.

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

(1) Sous réserve des impacts d'un nouveau resserrement des restrictions sanitaires.

(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2021.

(3) 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.

(4) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe.

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